
Photovoltaik Versuchsanlage Davos Totalp

Messergebnisse Winterhalbjahr 2019/2020



<i>Datum</i>	20.05.2020
<i>Ort</i>	8820 Wädenswil
<i>Autoren</i>	Dionis Anderegg, ZHAW Wädenswil, IUNR, dionis.anderegg@zhaw.ch Sven Strebel, ZHAW Wädenswil, IUNR, sven.strebel@zhaw.ch Jürg Rohrer, ZHAW Wädenswil, IUNR, juerg.rohrer@zhaw.ch Forschungsgruppe Erneuerbare Energien IUNR Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften, Wädenswil www.zhaw.ch/iunr/erneuerbareenergien
<i>Acknowledgement</i>	Die Autoren danken den <i>Elektrizitätswerken des Kantons Zürich (EKZ)</i> herzlich für die Zusammenarbeit und finanzielle Unterstützung, welche den Bau und Betrieb der Versuchsanlage ermöglichen. Darüber hinaus danken wir dem <i>WSL-Institut für Schnee- und Lawinenforschung (SLF)</i> und der <i>Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL)</i> für die Zusammenarbeit.
<i>Zitiervorschlag</i>	Anderegg, D., Strebel, S., & Rohrer, J. (2020). Photovoltaik Versuchsanlage Davos Totalp Messergebnisse Winterhalbjahr 2019/2020 [Messbericht]. ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften, IUNR Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen.

Inhaltsverzeichnis

1. Zusammenfassung.....	4
2. Messaufbau	7
3. Methodik	9
3.1 Bilanzierte DC- und AC-Erträge und Vergleich mit einer Mittellandanlage	9
3.2 Leistungsdaten einzelner Tage	11
4. Ergebnisse.....	12
4.1 Globalstrahlung im untersuchten Zeitraum	12
4.2 Ertragsdaten im Winterhalbjahr 19/20	14
4.2.1 Energieertrag der alpinen Anlage (DC).....	14
4.2.2 Vergleich Alpenstrom mit Anlage im Mittelland (AC-seitig)	18
4.3 Erträge während längeren Zeitperioden	20
4.4 Leistungsdaten einzelner Tage	28
5. Fazit und Ausblick	32
6. Literatur	33
7. Frühere Messberichte	33
8. Anhang.....	34
8.1 Datenblätter Photovoltaik Module von PVP	34
8.2 Resultate der Flasher-Tests	38
8.3 Webcam-Bilder	39
8.4 Erfasste Messgrößen	44

1. Zusammenfassung

<i>Versuchsanlage und untersuchter Zeitraum</i>	<p>Die ZHAW betreibt zusammen mit den Elektrizitätswerken des Kantons Zürich (EKZ) eine Photovoltaik-Versuchsanlage auf der Totalp in Davos. Diese befindet sich auf 2'500 m ü. M. und wurde im Jahr 2017 in Betrieb genommen. Die Anlage ist nach Süden ausgerichtet und verfügt über sechs Anlagensegmente, für welche beliebige Neigungswinkel gewählt werden können. Sie sind momentan zwischen 30° und 90° geneigt. Die Segmente wurden so ausgelegt, dass ein direkter Vergleich von monofazialen und bifazialen Modulen mit jeweils gleichen Anstellwinkeln möglich ist und die Beschattung der Modulrückseite minimiert wird.</p> <p>Dieser Bericht beschreibt die Resultate der Messdaten für das Winterhalbjahr 2019/2020 (Anfang Oktober 2019 bis Ende März 2020).</p>
<i>Globalstrahlung</i>	<p>Während des Winterhalbjahres 19/20 war die Globalstrahlung am Standort Weissfluhjoch um 6 % tiefer als im vorigen Winterhalbjahr. Die Abweichung gegenüber dem 15-jährigen Mittel betrug -3 %. Somit bewegte sich die Globalstrahlung im untersuchten Zeitraum geringfügig unter dem Durchschnitt.</p>
<i>Alpine DC-Erträge</i>	<p>Von den monofazialen Segmenten waren jene mit hohem Neigungswinkel (70° und 90°) am ertragsstärksten. Mit 718 kWh/kWp (70°) und 700 kWh/kWp (90°) wurden die Erträge allein durch den höheren Anstellwinkel gegenüber der Variante mit 30° Neigungswinkel um 25-29 % gesteigert.</p> <p>Die höchsten Erträge erreichten die bifazialen Anlagensegmente mit jeweils rund 880 kWh/kWp. Im Vergleich zu 30° geneigten monofazialen Modulen betrugen die Mehrerträge der bifazialen Module knapp 60 %.</p>
<i>Bifaziale Mehrerträge</i>	<p>Verglichen mit den gleich geneigten monofazialen Modulen wurden durch den Einsatz von bifazialen Modulen Mehrerträge von 23 % (70° Neigung) bis 27 % (90° Neigung) erreicht. Dies deckt sich mit den in den bisherigen Messberichten vorgestellten Mehrerträgen. Die Schwankung dieser Mehrerträge nahm mit der Verkürzung des Betrachtungszeitraums auf Monate oder insbesondere auf Wochen zu. Auf Monatsbasis betrugen sie zwischen 14 % und 29 % bei 70° Modulneigung respektive 20 % und 36 % bei 90° Modulneigung. Die geringsten Mehrerträge wurden im Oktober gemessen, als die Umgebung mehrheitlich schneefrei war.</p>
<i>Vergleich Alpin - Mittelland</i>	<p>Gegenüber der Vergleichsanlage im Mittelland (Wädenswil) wurden durch die alpine Lage im Winterhalbjahr wesentlich höhere Erträge erzielt (Abbildung 1). Mit 506 kWh/kWp gegenüber 255 kWh/kWp erzeugte sogar das ertragsschwächste Segment der alpinen Anlage (30° monofazial, rahmenlos) beinahe doppelt so hohe Energieerträge wie die Vergleichsanlage im Mittelland.</p>

Mit einem AC-Ertrag von 846 kWh/kWp wurden bei 90° geneigten, bifazialen Modulen Mehrerträge von 232 % gegenüber der Mittelland-Anlage gemessen. Dies entspricht somit dem 3.3-fachen Ertrag. Ebenso erzielten die stark geneigten monofazialen Segmente erhebliche Mehrerträge von 160-170 %, was somit dem 2.6 bis 2.7-fachen Ertrag entspricht.

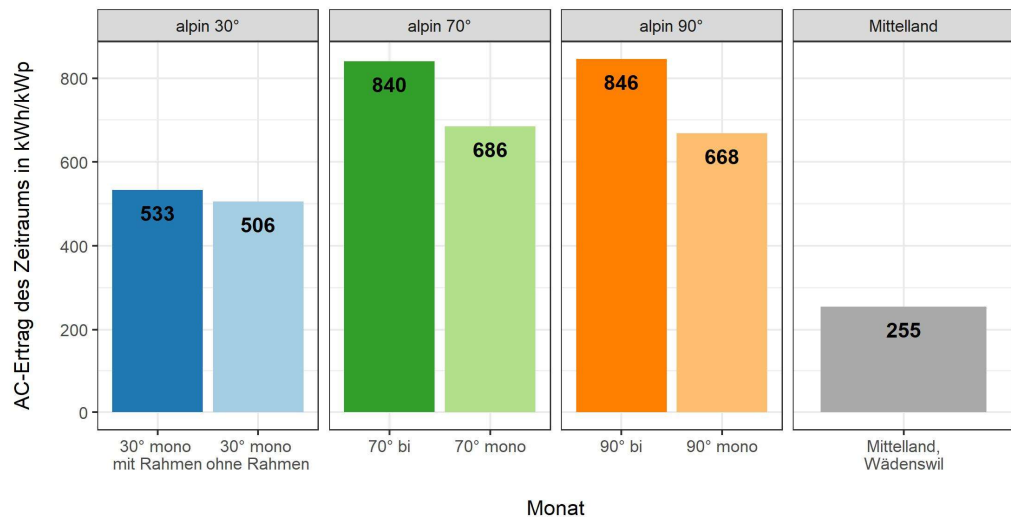


Abbildung 1: Spezifische AC-Energieerträge pro Anlagensegment gegenüber der Vergleichsanlage im Mittelland (Wädenswil) während dem Winterhalbjahr 19/20 in kWh/kWp. 01. Oktober 2019 bis 31. März 2020.

Im Dezember 2019 erreichte der Mehrertrag der alpinen Anlage im Segment mit 90° geneigten, bifazialen Modulen ein Maximum von 618 %. Somit wurden bei dieser Konfiguration im Dezember 2019 die 7.2-fachen Erträge generiert.

Leistungsverläufe ohne Schnee auf Modulen

Die Leistungsverläufe während einzelnen Tagen ohne Schneebedeckung der Module zeigen, dass im Winterhalbjahr bei steilen Neigungswinkeln ein hohes Ertragspotenzial besteht. Dieses hohe Ertragspotenzial ist insbesondere auf den tiefen Sonnenstand (November bis Januar) und die Schneebedeckung der Umgebung ab November zurückzuführen.

Bei wolkenlosem Himmel, Schneebedeckung der Umgebung und tiefen Umgebungstemperaturen wurden im Winter normierte Modulleistungen von über 1 W/Wp erreicht. Somit lag die Leistung der Module unter diesen Bedingungen über der unter Standard-Testbedingungen gemessenen Leistungsangaben des Herstellers.

Leistungsverläufe bei Schnee auf Modulen

Bei Schneebedeckung von Modulen und bedecktem Himmel konnten mittels bifazialen Modulen im Vergleich zu monofazialen Modulen mit demselben Neigungswinkel prozentual hohe Mehrerträge erreicht werden. Dies lässt sich durch die Nutzung der Diffus-Strahlung auf der Modulrückseite erklären.

Erträge während längeren Zeitperioden

Seit Inbetriebnahme der Anlage im November 2017 können die Erträge von zwei vollständigen Kalenderjahren, zwei Sommerhalbjahren und drei Winterhalbjahren ausgewertet werden.

Im Kalenderjahr 2019 wurden um 1 bis 9 % höhere Erträge gemessen als im Jahr 2018 (Abbildung 2). Die höheren Erträge lassen sich hauptsächlich auf die um 4 % höhere Globalstrahlung auf horizontaler Ebene zurückführen. Ausserdem wurden die Erträge im Sommer 2019 durch die lange andauernde Schneebedeckung der Umgebung bis Mitte Juli positiv beeinflusst.

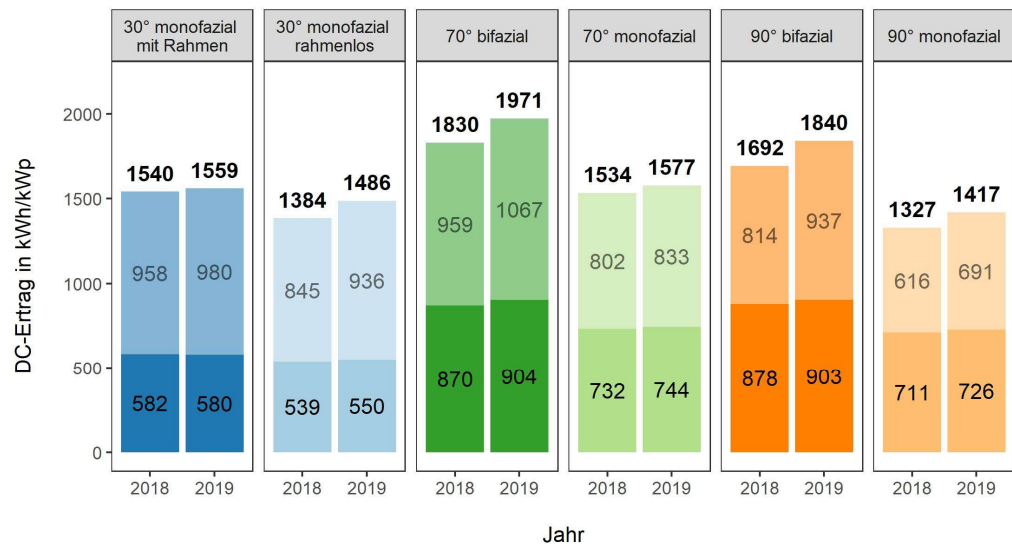


Abbildung 2: DC-Energieerträge pro vollständiges Kalenderjahr seit Messbeginn im Jahr 2017. Es handelt sich um die mittleren, normierten Erträge (kWh/kWp inkl. Leitungsverluste) pro Anlagensegment. Erträge des Winterhalbjahres (Januar-März / Oktober-November) sind dunkel eingefärbt, Erträge des Sommerhalbjahres (April-September) sind hell eingefärbt. Erträge des momentan 30° geneigten Segments mit rahmenlosen Modulen sind nicht vergleichbar, da der Neigungswinkel im Oktober 2018 auf 30° verändert wurde (zuvor 50°).

Im Gegensatz zum Sommerhalbjahr bewegte sich die Globalstrahlung im Winterhalbjahr gegenüber der Vorjahresperiode und dem 15-jährigen Durchschnitt auf einem geringfügig tieferen Niveau, was zu niedrigeren Erträgen führte. Die Ertragsabweichung zum vorigen Winterhalbjahr betrug zwischen -5 % (70° bifazial) und -13 % (30° monofazial rahmenlos). Zusätzlich zur tieferen Globalstrahlung wurden die Winterstromerträge durch höhere Verluste bei Schneebedeckung von Modulen negativ beeinflusst.

2. Messaufbau

<i>Standort & Aufbau</i>	Die Versuchsanlage Totalp wurde im Skigebiet Davos-Parsenn auf 2500 m ü. M. gebaut. Die Modulwand ist nach Süden ausgerichtet (Azimut 180°) und besteht aus 6 Segmenten (A-F in Abbildung 3, oben), die alle einzeln in ihrem Anstellwinkel variiert werden können. Die Unterkonstruktion in den Segmenten D und E wurde für die Installation von bifazialen PV Modulen angepasst, was eine Minimierung der Verschattung auf der Modulrückseite bedeutet. Alle übrigen Segmente sind für die Installation von monofazialen PV Modulen konzipiert.
<i>Konfiguration der Anlagensegmente</i>	Seit Oktober 2018 sind die Segmente gemäss Tabelle 1 konfiguriert. Über den hier beschriebenen Zeitraum wurden keine Veränderungen am Versuchsaufbau vorgenommen. Es sind ausschliesslich monokristalline Silizium Photovoltaikmodule von PVP Photovoltaik GmbH in drei Ausführungen verbaut: Monofazial gerahmte Module, monofaziale Glas-Glas Module und bifaziale Glas-Glas Module (Abbildung 3, unten). Die Datenblätter der Photovoltaikmodule sind im Anhang 8.1 aufgeführt.
<i>Betrieb und Messdaten</i>	Alle Photovoltaikmodule werden mittels eines Leistungsoptimierers am optimalen Betriebspunkt (MPP) betrieben und DC-seitig durch ein Energiemeter in einem Messcontainer neben der Anlage ausgemessen. Die Modultemperatur wird durch auf der Modulrückseite aufgeklebte Temperatursensoren erfasst. Im Falle von bifazialen Modulen befindet sich der Temperatursensor am Modulrand der Rückseite, um Verschattung zu vermeiden. In jeder Modulneigung sowie in der horizontalen Ebene wird die Einstrahlung mittels einem Pyranometer nach Secondary Standard (Horizontal, Segment D Vorderseite/Rückseite, Segment E Vorderseite/Rückseite) oder einem Silizium Pyranometer (Segmente A, B, C und F) gemessen. Im Weiteren ist auf dem Messmast (Abbildung 3, links oben) eine Klimastation und ein Niederschlagssensor und auf dem Messcontainer ein Tracker mit Pyranometer und Pyrhelimeter installiert. Alle Messwerte werden im 10-Sekunden-Intervall als Momentanwert lokal abgespeichert und in einen Cloudspeicher übertragen. Alle erfassten Messgrössen können dem Anhang 8.4 entnommen werden. Eine detaillierte Dokumentation des Messaufbaus sowie alle Datenblätter der Sensoren können dem Dokument «Solar-Testanlage Davos Totalp - Dokumentation des Messaufbaus» (Koch & Strebel, 2018) entnommen werden.

Anlagensegmente

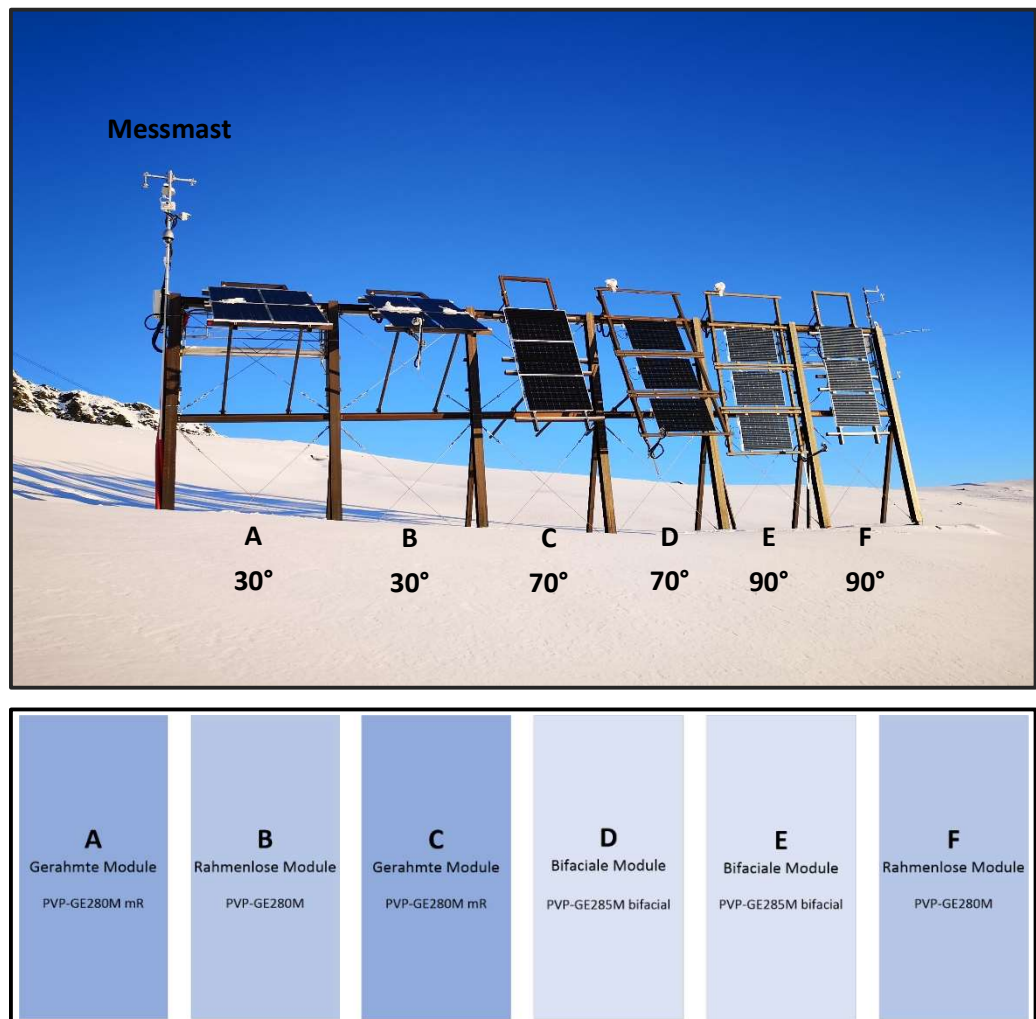


Abbildung 3: Übersicht über den Messaufbau. Oben: Versuchsanlage Totalp mit den Anlagensegmenten und deren Neigungswinkel. Alle Module sind Richtung Süden (Azimut = 180°) ausgerichtet. Unten: Übersicht über Eigenschaften der Module in den verschiedenen Segmenten.

PV-Module pro
Anlagensegment

Tabelle 1: Konfiguration der Segmente für den gesamten Zeitraum zwischen dem 01. Oktober 2019 und dem 31. März 2020. Das Segment B ist seit dem 15. Oktober 2018 auf 30° Neigungswinkel eingestellt (zuvor 50°).

Segment	A	B	C	D	E	F
Neigung	30°	30°	70°	70°	90°	90°
Technologie	monofazial	monofazial	monofazial	bifazial	bifazial	monofazial
Ausrichtung	Hochf.	Hochf.	Querf.	Querf.	Querf.	Querf.
Gerahmt	Ja	Nein	Ja	Nein	Nein	Nein
Modulbezeichnung	PVP-GE280M mR	PVP-GE280M oR	PVP-GE280M mR	PVP-GE285M oR	PVP-GE285M oR	PVP-GE280M oR
Leistung ¹⁾	280 W	280 W	280 W	285 W	285 W	280 W
¹⁾ Leistung beim MPP @ STC. Bei den bifazialen Modulen nur unter Berücksichtigung der Frontseite						

3. Methodik

Die vorliegende Auswertung umfasst das Winterhalbjahr 2020 zwischen dem 01. Oktober 2019 und dem 31. März 2020. Nachfolgend wird beschrieben, wie die Modul- und Segmentleistungen normiert wurden und welche Ertragsdaten einem Vergleich der Alpenstrom-Anlage mit einer typischen Mittelland-Anlage zugrunde liegen.

3.1 Bilanzierte DC- und AC-Erträge und Vergleich mit einer Mittellandanlage

Datenlücken

Aufgrund diverser kurzzeitiger Ausfälle der Datenaufzeichnung mussten gewisse Zeiträume für Auswertungen ausgeschlossen werden. Es wurden lediglich Daten verwendet, welche vollständig und im Rahmen der laufenden Plausibilisierung der Messdaten für vertrauenswürdig befunden wurden (Ausschluss von Messwerten bei defekten Sensoren, während Wartungsarbeiten etc.).

Durch die verwendeten Energiemeter, die autonom als «fortlaufende Zähler» agieren, konnten die Ertragsdaten bei Ausfällen auch zwischen zwei aufgezeichneten Datensätzen berechnet werden. Dadurch wurden Datenlücken in den Energiedaten ausgeschlossen.

Leitungsverluste

Die aus dem Anlagendesign resultierenden Leitungsverluste entsprechen je nach Modul zwischen 10 und 15 Prozent des Jahresertrags. Dabei sind insbesondere die Entfernung zwischen den Modulen und Energiemetern von rund 50 - 75 m sowie die Notwendigkeit der einzelnen Kabelführung pro Modul relevant (Moduloptimierer und Energiemeter pro Modul im Messcontainer). Die gemessenen Energieerträge mussten demzufolge korrigiert werden, um einerseits die Vergleichbarkeit bei unterschiedlichen Leitungslängen zu gewährleisten und andererseits die Ertragssituation am Modul korrekt abzubilden. Diese Korrektur erfolgte folgendermassen:

- Zu den Energiemeter-Daten wurde die Verlustenergie der Leitung E_V addiert.
- Die Verlustenergie E_V wurde durch die Summe der mittleren Verlustleistungen P_V pro Stunde ermittelt.
- Die Verlustleistung P_V entspricht dem Leitungswiderstand R_L multipliziert mit dem Modulstrom I im Quadrat:

$$P_V = R_L * I^2$$

Weil die Daten zum Modulstrom I nicht lückenlos vorliegen (ca. 97 % der Zeit), handelt es sich dabei nicht um den exakten Leitungsverlust, sondern um eine Annäherung, welche ca. 97 % des effektiven Leitungsverlusts beträgt.

- Der Leitungswiderstand R_L basiert auf vor Ort durchgeführten Messungen für jede einzelne DC-Leitung zwischen Modul und Energiemeter und kann dem Dokument «Solar Testanlage Davos Totalp - Dokumentation des Messaufbaus» (Koch & Strebel, 2018) entnommen werden.

Da die Leitungsverluste ca. 10 - 15 % der Jahresenergie ausmachten und während 97 % der Zeit Daten verfügbar sind, beträgt die Abweichung lediglich ca. 1 %. Damit wird der berechnete Modulertrag etwa ein Prozent zu gering angegeben

Vergleich Mittel- land

Die vor Ort gemessenen Erträge wurden mit denjenigen einer Anlage im Mittelland verglichen. Bei dieser Vergleichsanlage handelt es sich um eine Aufdach-Anlage auf dem TUWAG-Areal in 8820 Wädenswil. Diese besteht aus drei Anlagensegmenten mit leicht unterschiedlichen Anstellwinkeln und Ausrichtungen. Einige Eckdaten sowie der normierte AC-Saisonenertrag im hier betrachteten Untersuchungszeitraum sind in Tabelle 2 ersichtlich. Dabei gilt es zu beachten, dass der durchschnittliche Jahresertrag von PV-Anlagen der Schweiz in den vergangenen Jahren jeweils ca. 7 % höher war. Gemäss SWISSSOLAR entsprach der Durchschnitt in den Jahren 2017 und 2018 zwischen 970 und 980 kWh/kWp (Hostettler, 2018 & Hostettler, 2019), während die Vergleichsanlage auf dem TUWAG-Areal zwischen 900 und 920 kWh/kWp erzeugte.

Tabelle 2: Eckdaten der 83 kWp-Photovoltaikanlage auf dem TUWAG-Areal in Wädenswil mit dem normierten Ertrag für den Zeitraum Oktober 2019 - März 2020. Diese Anlage steht stellvertretend für eine typische PV-Anlage im Mittelland, mit der die Ertragsdaten der Alpenstrom-Anlage verglichen werden.

#	Nennleistung [kWp]	Ausrichtung	Neigungswinkel [°]	Normierter AC Ertrag der Zeitperiode [kWh/kWp]
1	7	Süd-Ost	30°	275
2	33.75	Süd-Ost	30°	289
3	42.97	Süd-West	20°	225
∅				255

Da es sich bei den Erträgen der Vergleichsanlage um AC-Erträge handelt, müssen die von der Alpenstrom-Anlage vorliegenden DC-Energieerträge korrigiert werden. Dazu wurde wie folgt vorgegangen:

- Anhand der Energiemeter wurden die gesamten DC-Energieerträge der Anlage ermittelt. Dies erfolgte durch die Summierung der Erträge sämtlicher Module anhand der Energiemeter.
- Analog dazu wurde die vom Wechselrichter ins Netz eingespeiste Energie über das SolarEdge-Portal ermittelt.
- Den DC-Erträgen von 3626 kWh (ohne Leitungsverluste an den Energiemetern direkt vor den Wechselrichtern) standen AC-Erträge in Höhe von 3463 kWh gegenüber.

- Dies entspricht im Mittel einem Wechselrichterwirkungsgrad von 95.5 %. Dieser Wert weicht leicht vom europäisch gewichteten Wirkungsgrad von 96.7 % (SolarEdge Technologies, 2019) ab.
- Der korrigierte DC-Ertrag (Energienmeter plus Verlustenergie der DC-Leitungen) der Modulsegmente wurde zur Abschätzung der AC-Erträge mit dem mittleren Wechselrichterwirkungsgrad vor Ort von 95.5 % multipliziert.
- Dieser mittlere Wechselrichterwirkungsgrad wurde auf alle Auswertungen in Bezug auf AC-Energie angewendet.

Normierung Erträge

Sämtliche bilanzierten Erträge (pro Jahr, Saison und Monat) sind der Vergleichbarkeit halber auf die Einheit kWh/kWp normiert. Als Grundlage für die Normierung der Alpenstrom-Erträge wurden die effektiven Nennleistungen der Module gemäss Flasher-Tests verwendet. Die Resultate der Flasher-Tests können dem Anhang 8.2 entnommen werden.

3.2 Leistungsdaten einzelner Tage

Intervall und Zeit

Bei den Leistungsdaten einzelner Tage handelt es sich um 5-Minuten Mittelwerte der jeweiligen Segmente. Eine höhere zeitliche Auflösung würde aufgrund kurzzeitiger Schwankungen die Lesbarkeit der Grafiken negativ beeinflussen. Bei den in den Auswertungen dargestellten Uhrzeiten handelt es sich um die mitteleuropäische Zeit (MEZ).

Korrektur Leitungsverluste

Als Folge der Distanz zwischen Modulwand und Messcontainer von 50 – 75 m und den unterschiedlichen Leitungslängen treten zwischen den PV-Modulen und den Energiemetern im Messcontainer unterschiedliche Verlustleistungen der DC-Leitungen auf. Der Vergleich der Modulleistungen erforderte deswegen eine Korrektur der Leistungsverluste, wobei die Verlustleistung der Leitung zur am Energiemeter gemessenen Modulleistung addiert wurde (vgl. Kapitel 3.1). Die korrigierte Leistung entspricht somit der Leistung, die direkt am Modul vorlag und weicht von der am Energiemeter gemessenen Leistung ab.

Normierung der Modulleistung

Die Leistungsdaten wurden zudem auf die Modulleistung normiert (in W/Wp) um die unterschiedlichen Nennleistungen der Module zu berücksichtigen. Dabei wurden die exakten Nennleistungen aus Flasher-Tests verwendet (Anhang 8.2), nicht die in Tabelle 1 aufgeführten Produkt-Nennleistungen gemäss Datenblatt, da die Flasher-Tests die Situation am Modul genauer widerspiegeln.

Eine Korrektur der Leistung aufgrund unterschiedlicher Modultemperaturen in den Segmenten wurde bewusst nicht vorgenommen. Diese Temperaturunterschiede sind ein wesentlicher Teil der ertragsrelevanten Einflüsse und sollten deshalb nicht ausgeblendet werden.

4. Ergebnisse

In den Ergebnissen werden Messresultate des Winterhalbjahres 19/20 aufgezeigt und mit den Resultaten aus den vorigen Messperioden ab dem Winterhalbjahr 17/18 verglichen. In einem ersten Schritt wird die Globalstrahlung des untersuchten Zeitraums im Vergleich zur Vorjahresperiode (Winterhalbjahr 18/19) und zum 15-jährigen Mittelwert aufgezeigt. Anschliessend wird auf den Ertrag der einzelnen Segmente (Gleichstromseite) eingegangen. Ausserdem wird aufgezeigt, welcher Mehrertrag durch bifaziale Module gemessen werden konnte. Weiter werden die Erträge der Alpenstrom-Anlage (Wechselstromseite) mit einer Anlage in Wädenswil verglichen, welche für eine typische Anlage im schweizerischen Mittelland steht. Die Ertragsdaten des aktuellen Untersuchungszeitraums werden zusätzlich mit den Erträgen der vorigen Perioden verglichen (Kalenderjahre sowie Winter- und Sommerhalbjahre). Daraufgehend wird der Leistungsverlauf der Anlagensegmente anhand von ausgewählten Tagen aufgezeigt. Dazu werden einerseits weitestgehend wolkenfreie Tage betrachtet. Andererseits wird der typische tägliche Leistungsverlauf nach nächtlichem Schneefall und bei Bewölkung aufgezeigt.

4.1 Globalstrahlung im untersuchten Zeitraum

Um die Resultate des untersuchten Zeitraums besser einordnen zu können, wird nachfolgend ein Vergleich der Globalstrahlung des Winterhalbjahres 19/20 zum 15-jährigen Mittelwert und zur Vorjahresperiode aufgezeigt. Dazu wurden Daten der Messstation Weissfluhjoch von der Meteo-Schweiz verwendet.

Vergleich zur Vorjahresperiode

Im Vergleich zur Vorjahresperiode (Winterhalbjahr 18/19) wurde im Untersuchungszeitraum eine geringere Globalstrahlung gemessen. In der Vorjahresperiode betrug die Einstrahlung 503 kWh/m^2 , während diese im Untersuchungszeitraum bei 473 kWh/m^2 lag (Abbildung 4a). Die relative Abweichung zur Vorjahresperiode lag somit bei -6 %. Abbildung 4b zeigt die geringere Einstrahlung hauptsächlich in den Monaten Oktober, November und Februar, während in den restlichen Monaten ähnliche bis geringfügig höhere Einstrahlungen gemessen wurden.

Vergleich zum 15-jährigen Mittel

Mit 473 kWh/m^2 lag die im aktuellen Zeitraum gemessene Globalstrahlung geringfügig tiefer als das 15-jährige Mittel mit 484 kWh/m^2 (Abbildung 4a). Die relative Abweichung betrug hier -2 %. Diese Abweichungen sind ebenfalls auf die Monate Oktober, November und Februar zurückzuführen, wogegen das Strahlungsangebot in den Monaten Januar und März geringfügig über dem Durchschnitt lag.

Basierend auf diesen Ergebnissen ergab sich für das Winterhalbjahr 19/20 insbesondere im Vergleich zur Vorjahresperiode eine leicht geringere Ertragserwartung.

Messergebnisse Winterhalbjahr 19/20 Versuchsanlage Totalp

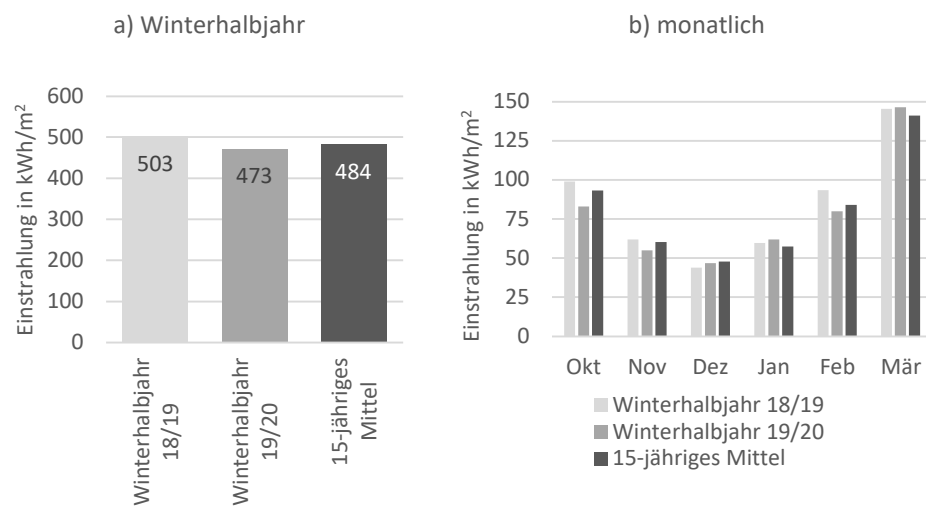


Abbildung 4: Vergleich der Globalstrahlung (kWh/m²) des aktuellen Zeitraums (Winterhalbjahr 19/20) mit dem Vorjahreszeitraum (Winterhalbjahr 18/19) und dem 15-jährigen Mittel. a: Gesamtes Winterhalbjahr. b: Pro Monat. Strahlungsdaten vom Standort Weissfluhjoch bei Davos, Datenquelle: IDAWEB (MeteoSchweiz, 2020).

4.2 Ertragsdaten im Winterhalbjahr 19/20

Nachfolgend werden die DC-Erträge der Anlagensegmente verglichen und deren Verteilung auf die Monate aufgezeigt. Ertragsabweichungen gegenüber dem Vergleichssegment A (30° monofazial, Modul mit Rahmen) werden quantifiziert, sowie die Mehrerträge der bifazialen Module gegenüber den gleich geneigten monofazialen Segmenten ausgewiesen. Zudem werden die AC-Erträge der alpinen Anlage in Davos mit den Erträgen der Vergleichsanlage für das Mittelland (Wädenswil, siehe Kapitel 3.1) verglichen. Zusätzlich werden die relativen Ertragsabweichungen der alpinen Anlagensegmente gegenüber der Mittelland-Anlage in Prozent gezeigt.

4.2.1 Energieertrag der alpinen Anlage (DC)

Absolute Erträge Davos Totalp

Abbildung 5 zeigt die spezifischen Energieerträge (pro kWp inkl. der Leitungsverluste) im Winterhalbjahr 19/20. Diese lagen abhängig vom Anlagensegment zwischen 530 kWh/kWp (30° monofazial, rahmenlose Module) und 885 kWh/kWp (90° bifazial).

Unter den monofazialen Anlagensegmenten wurde bei einem Anstellwinkel von 70° mit 718 kWh/kWp der höchste Ertrag erreicht. Dieser Ertrag wurde von den beiden bifazialen Modulsegmenten (70° und 90° Modulneigung) übertroffen.

Der höchste Ertrag von 885 kWh/kWp wurde mit 90° geneigten bifazialen Modulen erreicht, wobei das 70° geneigte bifaziale Segment mit 880 kWh/kWp beinahe zum selben Ergebnis führte. Wie in den bisherigen Untersuchungen zeigen die Resultate, dass die Erträge im Winterhalbjahr durch hohe Neigungswinkel gesteigert werden können.

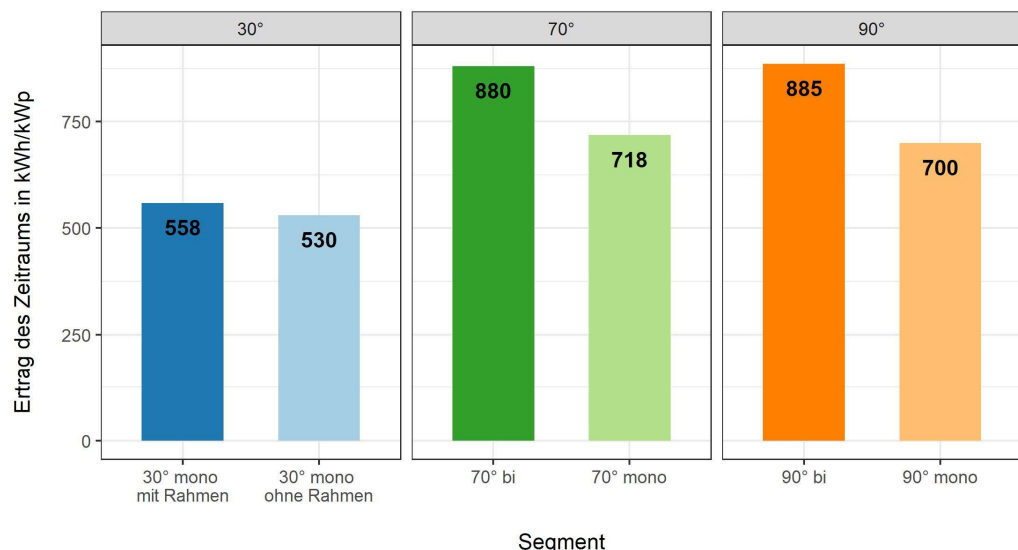


Abbildung 5: Spezifische DC-Energieerträge (in kWh/kWp inkl. Leitungsverluste) pro Anlagensegment während dem Winterhalbjahr 19/20 in kWh/kWp. Alpine Photovoltaik-Anlage Davos-Totalp, 01. Oktober 2019 bis 31. März 2020.

Relative Abweichung zu 30° monofazial mit Rahmen

Im Vergleich zum Segment A mit 30° geneigten monofazialen Modulen (mit Rahmen), wich die Energieproduktion der Anlagensegmente im Winterhalbjahr 19/20 zwischen -5 % und + 59 % ab. Eine grafische Darstellung ist in Abbildung 6 gezeigt.

Durch rahmenlose Module sank der Energieertrag um 5 %. In einem früheren Messbericht (Andregg et al., 2019) wurden diese Mindererträge genauer analysiert. Sie sind auf höhere Verluste durch Schneebedeckung und möglicherweise das dickere Solarglas bei rahmenlosen Modulen (3 mm anstelle von 2 mm) zurückzuführen. Die höheren Verluste durch Schneebedeckung sind eine Folge des langsameren Abrutschens von Schnee wegen des verwendeten Montagesystems für rahmenlose Module.

Steilere Neigungswinkel führten gegenüber dem 30° geneigten Segment mit gerahmten Modulen zu Mehrerträgen von 25 % (90° monofazial) bis 29 % (70° monofazial). Diese Mehrerträge konnten durch den Einsatz von bifazialen Modulen erheblich gesteigert werden und betrugen im Winterhalbjahr 19/20 knapp 60 %.

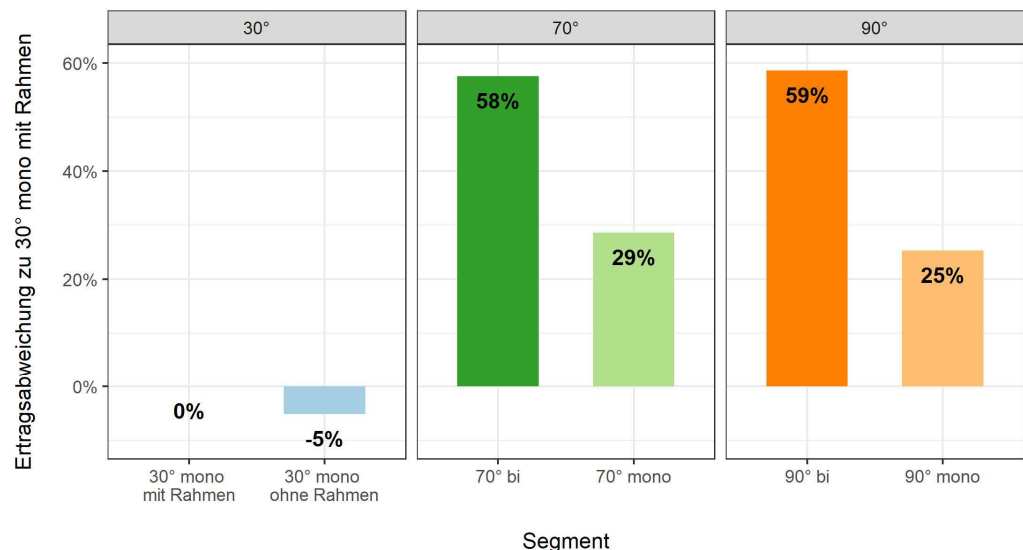


Abbildung 6: Relative DC-Ertragsabweichungen pro Anlagensegment gegenüber Segment A (30° monofazial mit Rahmen) während dem Winterhalbjahr 19/20 in Prozent. Alpine Photovoltaik-Anlage Davos-Totalp, 01. Oktober 2019 bis 31. März 2020.

Absolute Monatserträge

In den Segmenten mit 30° aufgeständerten, monofazialen Modulen wurden in jedem Monat die geringsten Erträge gemessen. Dies ist hauptsächlich auf den tiefen Sonnenstand im Winterhalbjahr zurückzuführen. Die höchsten Erträge wurden jeweils in den bifazialen Segmenten erreicht. In den Monaten Oktober und März (höchster Sonnenstand des Untersuchungszeitraums) schnitt das 70° geneigten bifaziale Segment am besten ab, wogegen in den Monaten November bis Februar (tieferer Sonnenstand) die 90° geneigten bifazialen Module einen höheren Ertrag generierten. Die stark geneigten monofazialen Anlagensegmente (70° und 90°) zeigten annähernd dieselben Monatserträge, ausgenommen in den Monaten Oktober und März, als bei 70° Neigung geringfügig höhere Erträge gemessen wurden. Eine Darstellung der Monatserträge pro Anlagensegment wird in Abbildung 7 gezeigt.

Messergebnisse Winterhalbjahr 19/20 Versuchsanlage Totalp

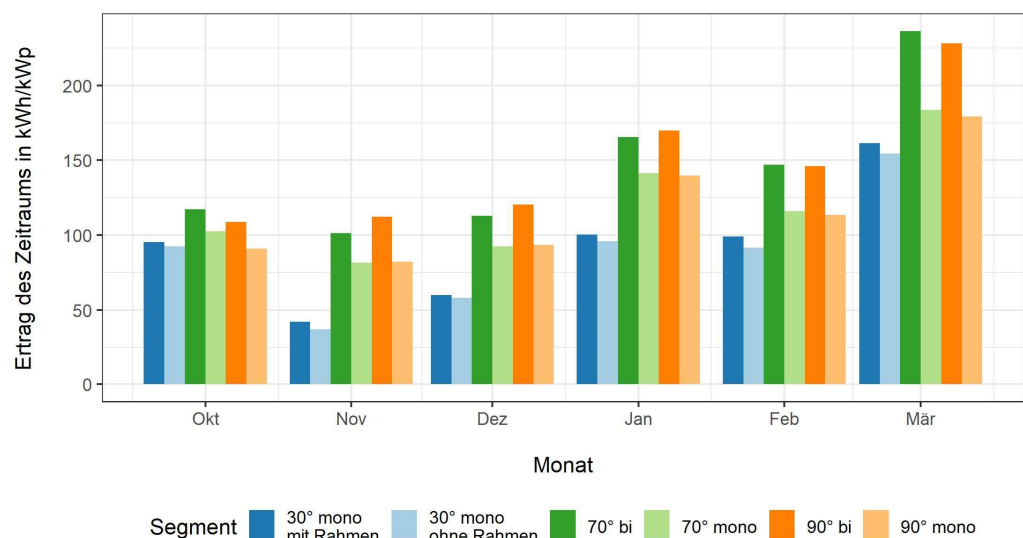


Abbildung 7: Spezifische DC-Monaterträge pro Anlagensegment während dem Winterhalbjahr 19/20 in kWh/kWp. Alpine Photovoltaik-Anlage Davos-Totalp, 01. Oktober 2019 bis 31. März 2020.

Bifaziale Mehrerträge Winterhalbjahr

Durch den Einsatz von bifazialen Modulen in den stark geneigten Anlagensegmenten entstanden im betrachteten Zeitraum Mehrerträge von 23 % (70°) bis 27 % (90°). Dies deckt sich mit den bisherigen Auswertungen für das Winterhalbjahr, worin Mehrerträge von 21 % bis 29 % gezeigt wurden (Anderegg, 2018; Anderegg et al., 2019).

Bifaziale Mehrerträge pro Monat

Der Mehrertrag durch bifaziale Module schwankte im Monats- und Wochenverlauf. Die monatlichen Mehrerträge können der Abbildung 8 entnommen werden. Die geringsten Mehrerträge wurden in den Monaten Oktober und Januar gemessen. Abgesehen vom Monat März wurden bei 90° Modulneigung jeweils höhere relative Mehrerträge erreicht als bei 70° Modulneigung.

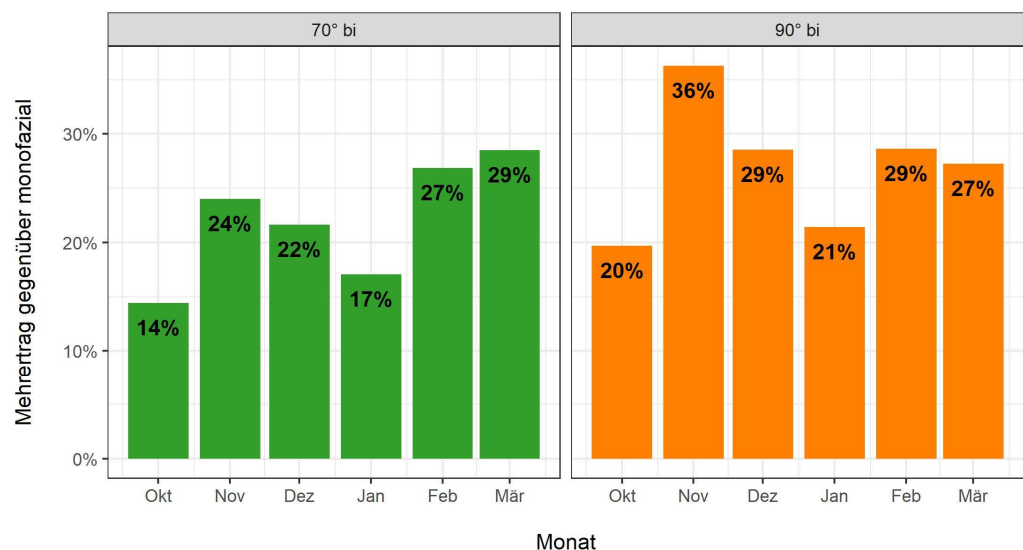


Abbildung 8: Spezifische DC-Mehrerträge pro Monat und Neigungswinkel durch bifaziale Module während dem Winterhalbjahr 19/20 in Prozent. Alpine Photovoltaik-Anlage Davos-Totalp, 01. Oktober 2019 bis 31. März 2020.

Bei einer weiteren Verkürzung der Betrachtungsintervalle fällt die Schwankung der Mehrerträge deutlich stärker aus. Auf Wochenbasis schwankten die Mehrerträge zwischen 6 % und 36 % (70° Neigung) sowie 12 % und 44 % (90° Neigung). Der Verlauf der bifazialen Mehrerträge pro Kalenderwoche kann der Abbildung 9 entnommen werden.

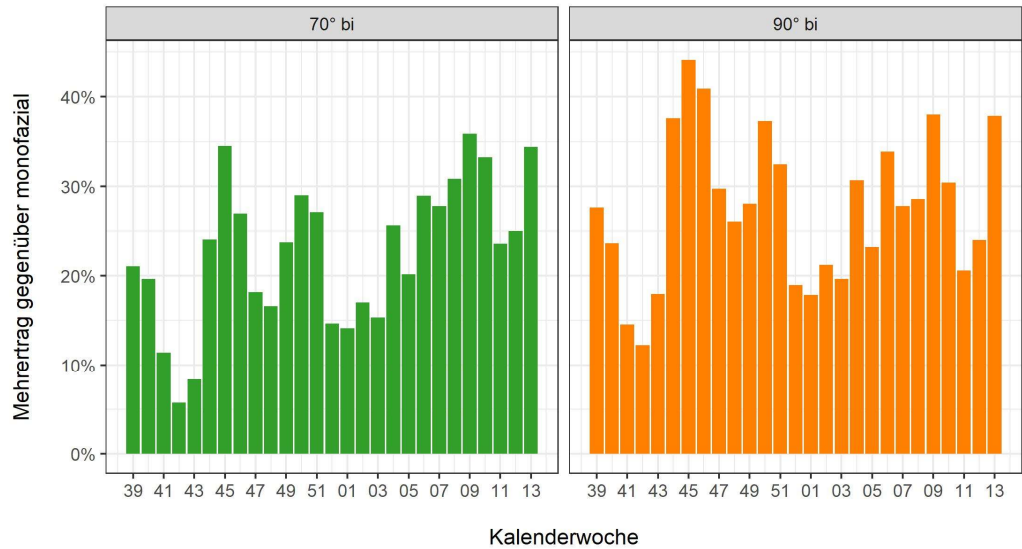


Abbildung 9: Spezifische DC-Mehrerträge pro Kalenderwoche und Neigungswinkel durch bifaziale Module während dem Winterhalbjahr 19/20 in Prozent. Alpine Photovoltaik-Anlage Davos-Totalp, 01. Oktober 2019 bis 31. März 2020.

4.2.2 Vergleich Alpenstrom mit Anlage im Mittelland (AC-seitig)

Vergleich Winter-
halbjahr

Abbildung 10 zeigt die spezifischen AC-Energieerträge über das gesamte Winterhalbjahr inklusive der Vergleichsanlage im Mittelland (Wädenswil). Bei der alpinen Anlage in Davos konnten verglichen mit der Anlage im Mittelland im Winterhalbjahr 19/20 wesentlich höhere Energieerträge gemessen werden. Die relative Ertragsabweichung der Segmente zur Vergleichsanlage im Mittelland ist in Abbildung 11 dargestellt. Mit Ertragsabweichungen von 100 bis 230 % gegenüber der Vergleichsanlage konnten in Davos 2- bis 3.3-fache Winterstromerträge erreicht werden.

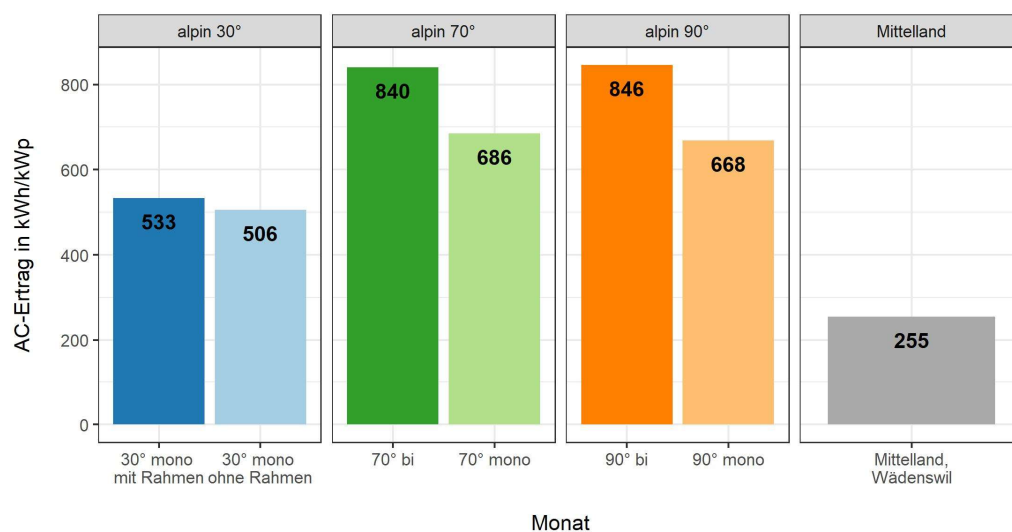


Abbildung 10: Spezifische AC-Energieerträge pro Anlagensegment gegenüber der Vergleichsanlage im Mittelland (Wädenswil) während dem Winterhalbjahr 19/20 in kWh/kWp. 01. Oktober 2019 bis 31. März 2020.

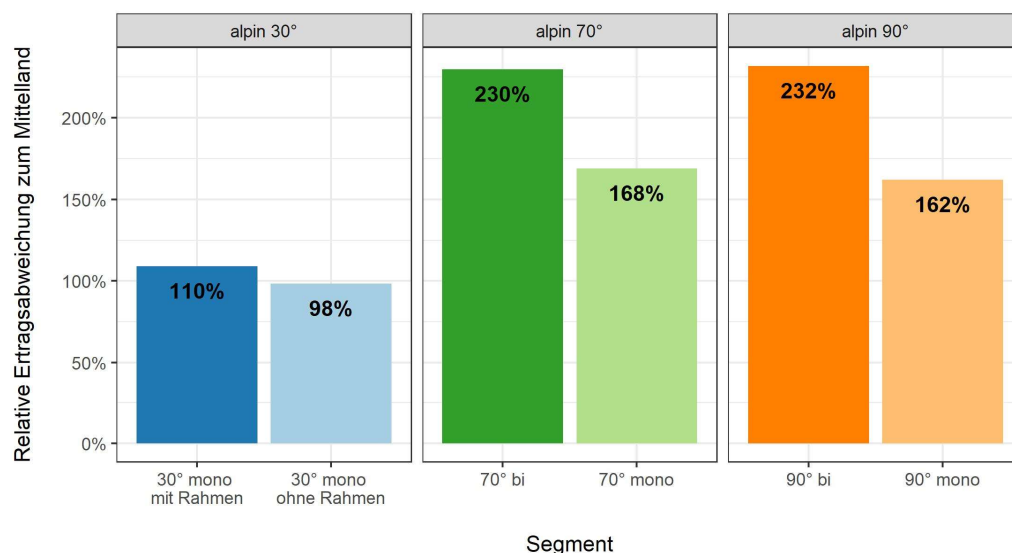


Abbildung 11: Relative AC-Ertragsabweichungen pro Anlagensegment gegenüber der Vergleichsanlage im Mittelland (Wädenswil) während dem Winterhalbjahr 19/20 in Prozent. 01. Oktober 2019 bis 31. März 2020.

Vergleich pro Monat

Die monatlichen AC-Erträge der alpinen Anlage in Davos sowie der Vergleichsanlage im Mittelland (Wädenswil) können der Abbildung 12 entnommen werden. Es ist deutlich zu erkennen, dass die alpinen Monatserträge wesentlich höher liegen.

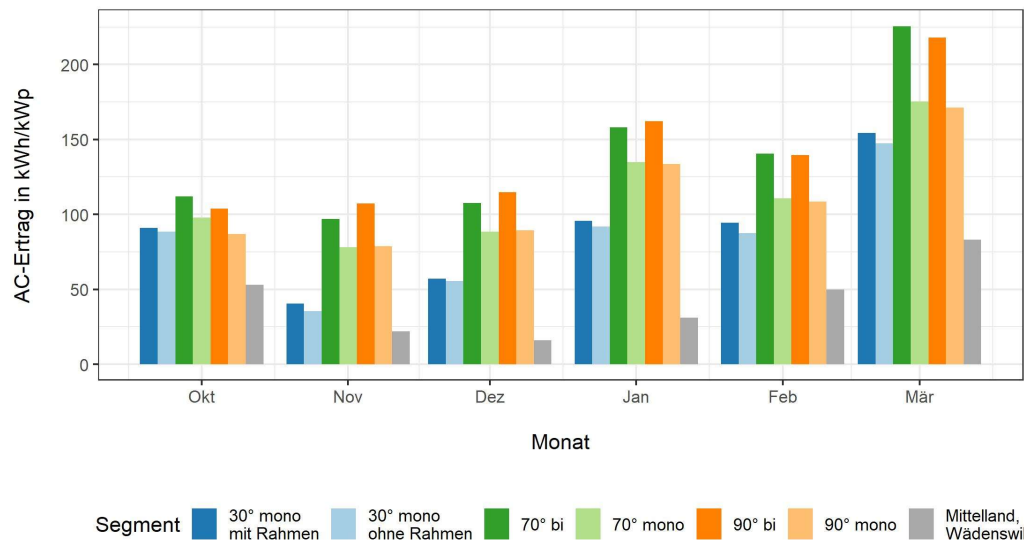


Abbildung 12: Spezifische AC-Monatserträge pro Segment und von der Vergleichsanlage im Mittelland (Wädenswil) kWh/kWp. Zeitraum: 01. Oktober 2019 bis 31. März 2020.

Verdeutlicht werden die Ertragsabweichungen in Abbildung 13, welche die relative Ertragsabweichung pro Segment und Monat im Vergleich zur Anlage im Mittelland zeigt. Diese bewegten sich zwischen 61 % (30 ° monofazial, rahmenlos im November) und 618 % (90° bifazial im Dezember). Im Extremfall des Monats Dezember 19 lieferte das 90° geneigte, bifaziale Segment der Alpenstromanlage somit die 7.2-fachen Erträge der Mittellandanlage in Wädenswil.

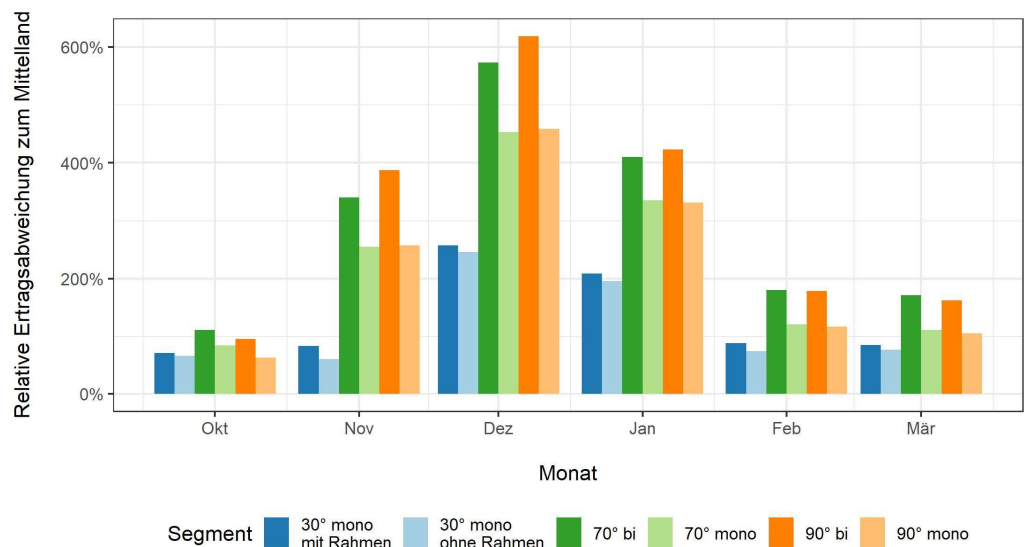


Abbildung 13: Relative AC-Ertragsabweichungen pro Anlagensegment und Monat gegenüber der Vergleichsanlage im Mittelland (Wädenswil) während dem Winterhalbjahr 19/20 in Prozent. Oktober 2019 bis März.2020.

4.3 Erträge während längeren Zeitperioden

Nachfolgend werden die Erträge über längere Zeitperioden aufgezeigt. Ertragsvergleiche bezüglich des 30° geneigten, rahmenlosen Segments sind erst ab 2019 sinnvoll, da der Neigungswinkel dieses Segment im Verlauf der Messungen verändert wurde. Zwecks Vollständigkeit wird jedoch auch dieses Segment gezeigt. Die Ertragsvergleiche über die gesamte Betriebsdauer werden anhand von Kalenderjahren, den Zeiträumen der Halbjahresberichte sowie monatlich vorgenommen.

DC-Ertrag pro Kalenderjahr

Abbildung 14 zeigt die spezifischen DC-Erträge der beiden bisher vollständigen Jahre 2018 und 2019. Die Erträge des Jahres 2019 lagen 1 bis 9 % höher als im Vorjahr. Eine Analyse der Globalstrahlungsdaten für die Kalenderjahre zeigte eine um 4 % höhere Globalstrahlung im Jahr 2019. Diese höhere Globalstrahlung ist insbesondere auf die Sommermonate des Jahres 2019 zurückzuführen.

Ausserdem ist davon auszugehen, dass die langzeitige Schneebedeckung der Umgebung im Jahr 2019 bis in den Monat Juli die Erträge der stark geneigten Anlagensegmente positiv beeinflusst hat. Eine frühere Auswertung hat gezeigt, dass der Mehrertrag durch die Schneebedeckung der Umgebung durch hohe Neigungswinkel gesteigert wird (Anderegg et al., 2020).

Abbildung 14 zeigt eine Aufteilung der Erträge ins Sommerhalbjahr (hell)- und Winterhalbjahr (dunkel) pro Kalenderjahr, woraus sich Winterstromanteile von 37 % (beide Segmente 30° monofazial im Jahr 2019) bis 54 % (90° monofazial im Jahr 2018) ergeben.

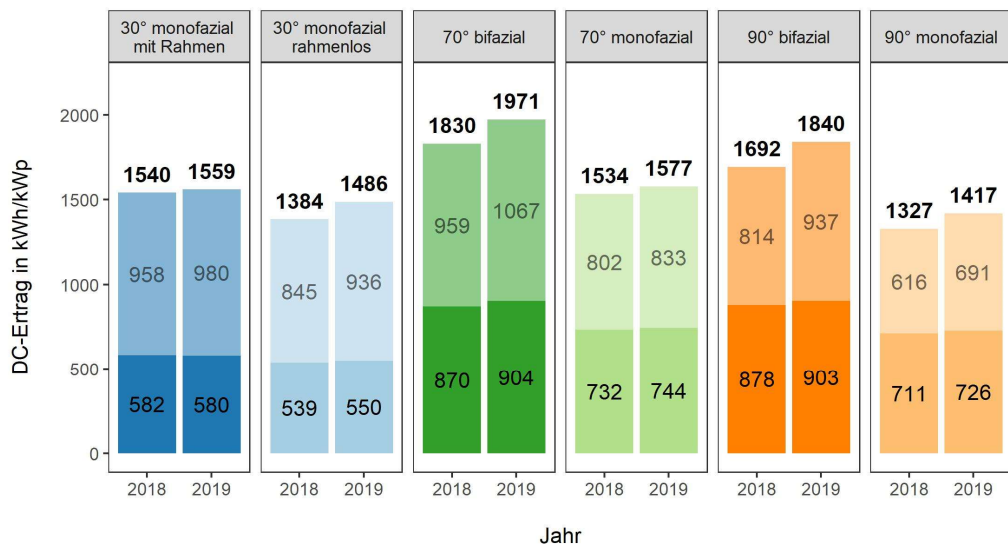


Abbildung 14: DC-Energieerträge pro vollständiges Kalenderjahr seit Messbeginn im Jahr 2017. Es handelt sich um die mittleren, normierten Erträge (kWh/kWp inkl. Leitungsverluste) pro Anlagensegment (Mittelwert aus 3 oder 4 Modulen). Erträge des Winterhalbjahres (Januar-März / Oktober-November) sind dunkel eingefärbt, Erträge des Sommerhalbjahres (April-September) sind hell eingefärbt. Erträge des momentan 30° geneigten Segments mit rahmenlosen Modulen sind nicht vergleichbar, da der Neigungswinkel im Oktober 2018 auf 30° verändert wurde (zuvor 50°).

Die in Abbildung 14 gezeigten Jahreserträge weichen geringfügig von einer bisherigen Auswertung (Anderegg et al., 2020) ab. Grund dafür ist ein Problem mit den Energiemeter-Daten, welches erst zum Zeitpunkt dieser Auswertung erkannt wurde. Teilweise zeigen die Energiemeter nicht erklärbare Sprünge von einigen kWh in den Messdaten. Diese wurden in den bisherigen Auswertungen nicht korrekt korrigiert. Ein zusätzlicher Kontrollmechanismus bei der Bereinigung der Daten stellt nun sicher, dass diese Sprünge berichtigt werden.

DC-Ertrag pro Halbjahresbericht Zwecks Vergleichbarkeit der Ertragsauswertungen pro Halbjahresbericht zeigt Abbildung 15 die DC-Energieerträge pro Betrachtungszeitraum. Das Winterhalbjahr beinhaltet jeweils die Monate Oktober bis März des Folgejahres, das Sommerhalbjahr die Monate April bis September im selben Jahr. Somit sind die Erträge des Winterhalbjahres nicht direkt mit dem Winterstrom-Ertrag der Kalenderjahre vergleichbar.

Erträge der Sommerhalbjahre Die bisher ausgewerteten Sommerhalbjahre zeigen im für 2019 höhere Erträge als im Vorjahr. Diese sind mit der Auswertung pro Kalenderjahr vergleichbar. Damit gelten auch die zuvor genannten Gründe für die Ertragsunterschiede in den Jahren 2018 und 2019.

Erträge der Winterhalbjahre Die Ertragsunterschiede des Winterhalbjahrs 18/19 und 19/20 betragen zwischen 5 % (70° bifazial) und 13 % (30° monofazial rahmenlos), wobei das Winterhalbjahr 19/20 weniger ertragreich war. Diese Unterschiede sind hauptsächlich auf die rund 6 % geringere Globalstrahlung zurückzuführen (Abbildung 4). Dies bestätigen ebenso die Monatserträge über den gesamten Zeitraum, welche in Abbildung 19 gezeigt werden. Die im Vergleich zum Vorjahr geringeren Erträge fallen exakt auf die Monate Oktober, November und Februar mit geringerer Globalstrahlung.

Im Winter 17/18 wurden ebenfalls geringere Erträge gemessen. Dies ist einerseits auf die Inbetriebnahme der Anlage am 22. Oktober 2017 zurückzuführen, was dazu führte, dass 21 Tage des Betrachtungszeitraums fehlten. Ausserdem wich die Globalstrahlung der verbleibenden Monate November bis März gegenüber dem ertragsstarken Winterhalbjahr 18/19 um -8 % ab.

In den Segmenten mit der grössten prozentualen Abweichung zwischen den Betrachtungsperioden (30° geneigte Segmente) spielte ausserdem die Schneebedeckung von Modulen eine Rolle. Die Verluste durch Schneebedeckung sind in Abbildung 16 gezeigt.

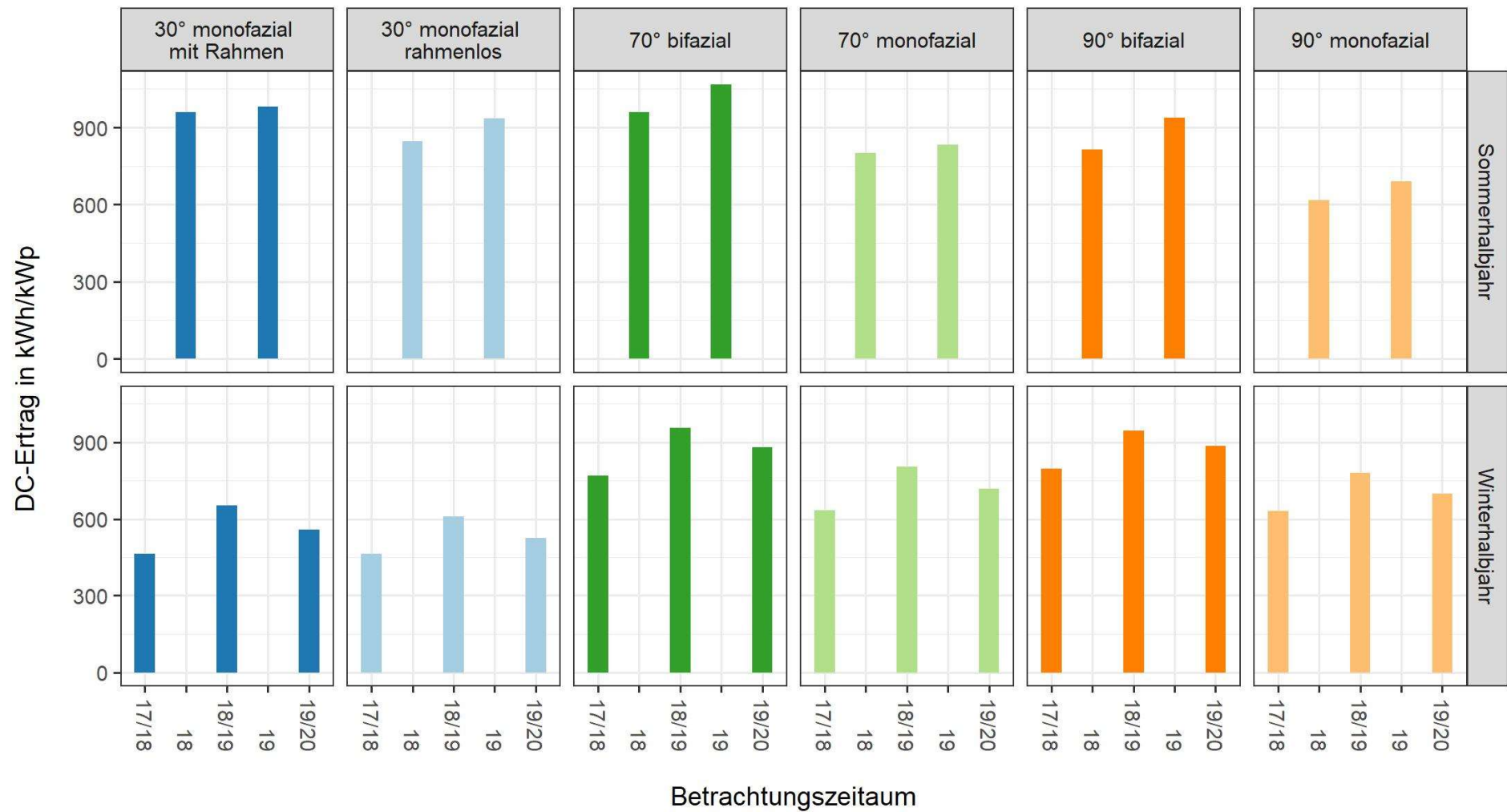


Abbildung 15: DC-Energieerträge pro untersuchtem Zeitraum seit Messbeginn im Jahr 2017. Es handelt sich um die mittleren, normierten Erträge (kWh/kWp) pro Anlagensegment (Mittelwert aus 3 oder 4 Modulen). Erträge des Winterhalbjahres 17/18 sind unvollständig (21 Betriebstage im Oktober 2017 fehlen) und somit nicht direkt vergleichbar. Erträge des 30° geneigten Segments mit rahmenlosen Modulen sind wegen der Anpassung des Neigungswinkels im Oktober 2018 erst ab dem Winterhalbjahr 18/19 vergleichbar.

Verluste durch Schneebedeckung von Modulen

Die Verluste durch die Schneebedeckung von Modulen beeinflussten die Erträge im Vergleich zum Jahresertrag nur geringfügig. Die Verluste pro Anlagensegment und Winterhalbjahr können der Abbildung 16 entnommen werden. Mit 54 kWh/kWp fielen die höchsten Verluste bei 30° geneigten rahmenlosen Modulen an (Winterhalbjahr 17/18). Relativ zum Winterstromertrag dieses Segments betrugen die Verluste in diesem Fall ca. 12 %, wogegen sie im Winterhalbjahr 18/19 lediglich 4 % des Winterstromertrages ausmachten. Schwankungen zwischen den Winterhalbjahren traten vorwiegend bei den 30° geneigten Anlagensegmenten auf.

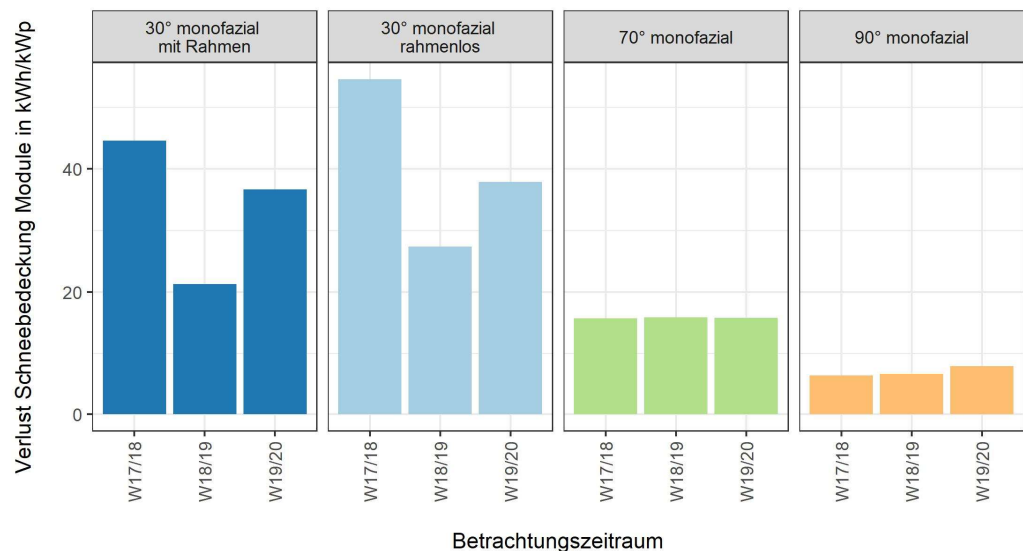


Abbildung 16: Schneeverluste pro Winterhalbjahr und Anlagensegment in kWh/kWp. Gesamter Betrachtungszeitraum ab November 2017. Das Winterhalbjahr 17/18 ist aufgrund der Inbetriebnahme der Anlage am 22. Oktober nicht ganz vollständig.

Mittlerer DC-Mo- natsertrag

Abbildung 17 zeigt den mittleren DC-Ertrag in kWh/kWp pro Monat seit November 2017. Ausserdem wird anhand der Fehlerbalken der bisherige Schwankungsbereich (maximaler und minimaler Monatsertrag) aufgezeigt.

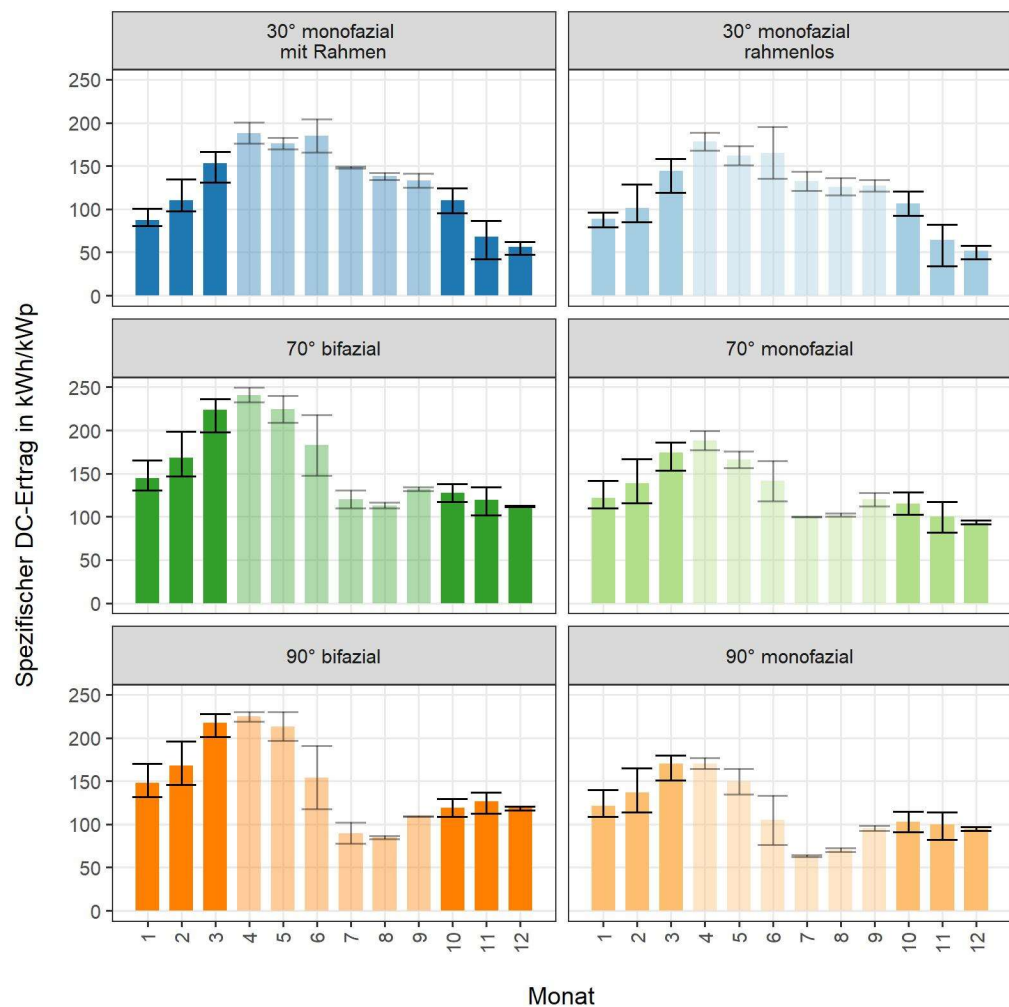


Abbildung 17: Mittlerer monatlicher DC-Ertrag pro Anlagensegment zwischen November 2017 und März 2020. Die Fehlerbalken zeigen jeweils den minimalen und maximalen Monatsertrag des Segments. Monate des Sommerhalbjahres sind dunkel eingefärbt, Monate des Sommerhalbjahres hell.

Relative Abweichung Monatserträge

Die grössten Ertragsabweichungen (relativ zum Mittelwert) wurden bei flachen Neigungswinkeln im Winter gemessen, was ebenso für einen Einfluss der Schneebedeckung von Modulen auf den Ertrag spricht. Bei steileren Neigungswinkeln nehmen die Abweichungen im Winter tendenziell ab, wogegen sie in den Sommermonaten zunehmen. Diese Zunahme im Sommer (insbesondere Monat Juni) ist auf eine hohe Globalstrahlung im Juni 2019 sowie die vollständige Schneebedeckung der Umgebung während des gesamten Monats zurückzuführen.

Die maximale Abweichung der Monatserträge zum Mittelwert ist in Abbildung 18 dargestellt. Bisher wichen die Monatserträge nicht stärker als 28 % vom Mittelwert ab.

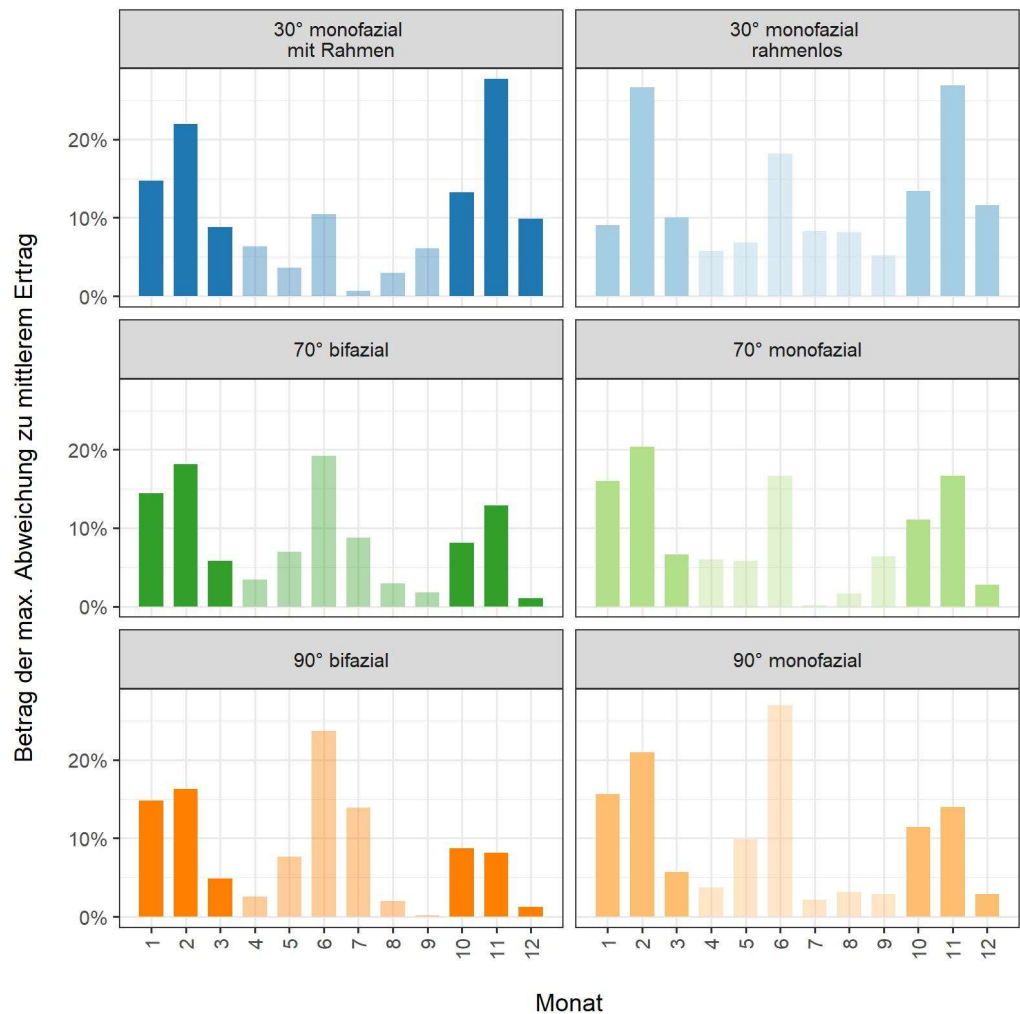


Abbildung 18: Maximale monatliche Ertragsabweichung zum mittleren Monatsertrag in Prozent seit November 2017. Monate des Winterhalbjahres sind dunkel eingefärbt, Monate des Sommerhalbjahres hell.

Monatserträge pro Jahr

Die absoluten DC-Erträge gruppiert nach Anlagensegmenten und Monaten für die bisherigen Jahre können der Abbildung 19 entnommen werden. Diese zeigt insbesondere die Ertragsschwankungen der Monate Oktober, November und Februar in den Jahren 2018 und 2019 auf. Die monatlichen Energieerträge zeigen des Weiteren tendenziell eine Linksschiefe, was bedeutet, dass die Erträge im späten Winter und Frühling eher höher waren als im Herbst und im frühen Winter. Dies trifft insbesondere für die steil geneigten (70° bis 90°) und bifazialen Anlagensegmente zu. Wie in früheren Auswertungen aufgezeigt werden konnte, lässt sich dies auf die Schneebedeckung der Umgebung zurückführen, welche die Energieerträge insbesondere im Frühling stark positiv beeinflusst. So wurden während eines 30-tägigen Zeitraums alleine durch die Schneebedeckung Mehrerträge von bis zu 60 % beobachtet (Anderegg et al., 2020). Ausserdem zeigen die mittleren Globalstrahlungsdaten pro Monat höhere Werte für das Frühjahr (Januar bis März) als für die Monate Oktober bis Dezember. So wurden in den Monaten Januar bis März durchschnittlich 282 kWh/m² gemessen, während die Globalstrahlung während den Monaten Oktober bis Dezember bei durchschnittlich 201 kWh/m² lag.

Im November 19/20 zeigten sich im Vergleich zur Vorjahresperiode besonders grosse Ertragsunterschiede bei den 30° geneigten Anlagensegmenten (Abbildung 19). Grund dafür war ein teilweiser bis kompletter Ertragsausfall über 13 Tage durch Schneebedeckung von Modulen. Abbildung 20 zeigt diese Schneebedeckung exemplarisch am 16. November. Der Abbildung 29 im Anhang 8.3 kann die Situation während den restlichen Tagen der Periode mit Schneebedeckung von Modulen entnommen werden.

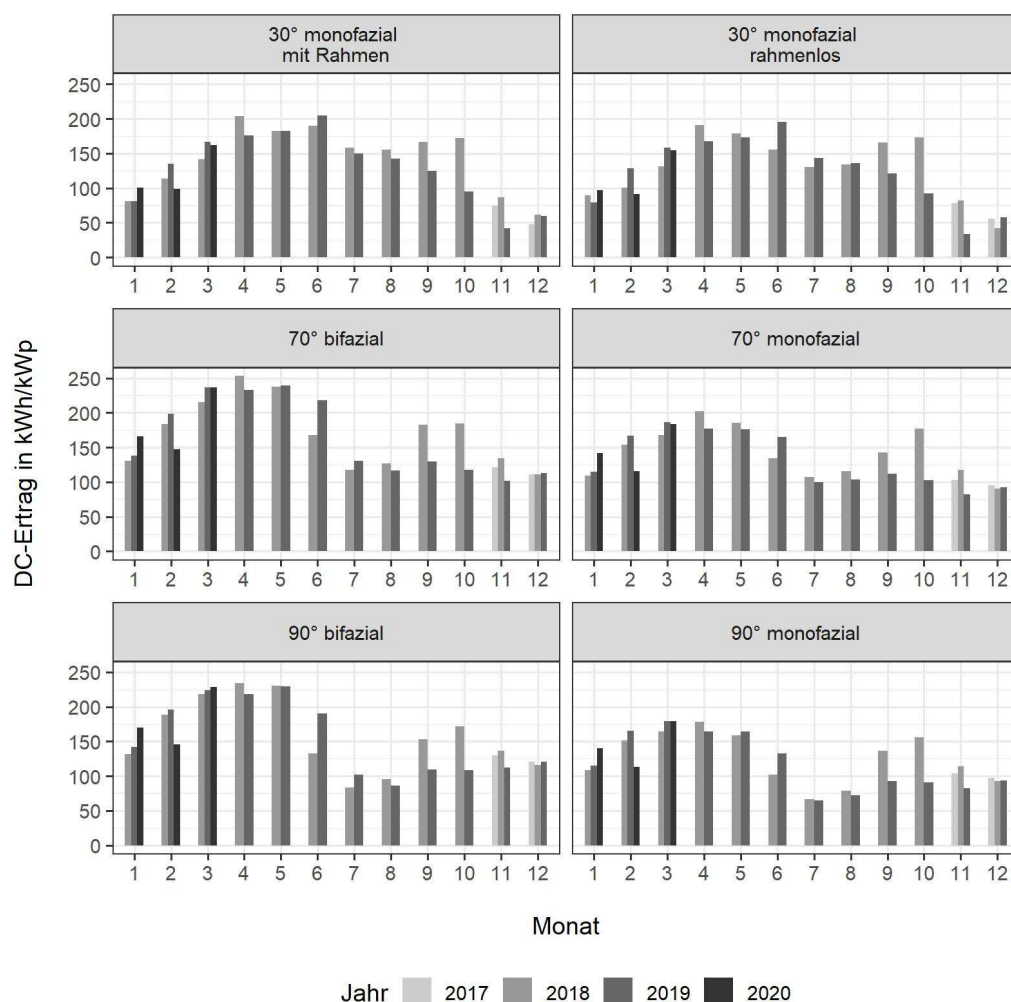


Abbildung 19: Normierter DC-Ertrag der Anlagensegmente pro Monat und Jahr seit Messbeginn zwischen November 2017 und März 2020.

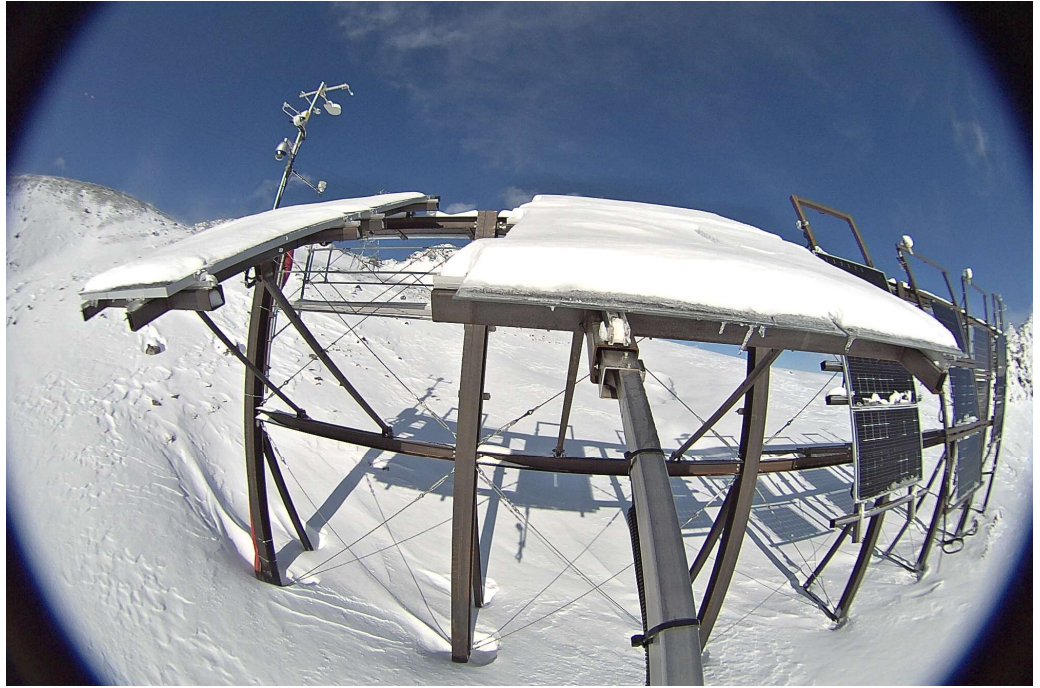


Abbildung 20: Schneebedeckung der 30° geneigten Anlagensegmente am 16. November 2019 um 12:00 Uhr.

4.4 Leistungsdaten einzelner Tage

In diesem Kapitel werden ausgewählte Leistungsverläufe der alpinen Anlagensegmente während einzelnen Tagen gezeigt. Der Fokus liegt insbesondere auf wolkenfreien Tagen. Zusätzlich wird der Leistungsverlauf der Anlagensegmente nach nächtlichem Schneefall und an einem bewölkten Tag aufgezeigt.

Leistungsverläufe wolkenfrei

Die Leistungsverläufe während weitestgehend wolkenfreien Tagen sind der Abbildung 21 zu entnehmen.

Am 17. Oktober (Abbildung 21, oben) lag keine Schneebedeckung der Umgebung vor. So zeigten alle Segmente eine ähnliche Leistung, wobei die 70° geneigten Anlagensegmente (mono- und bifazial) aufgrund des Sonnenstands geringe Mehrleistungen aufwiesen. Die Leistungssteigerung durch bifaziale Module war im einstelligen Prozentbereich und im Vergleich zu anderen Zeiträumen relativ gering.

Am 30. Dezember (Abbildung 21, Mitte) wiesen die stark geneigten Module (70° und 90°) aufgrund des tiefen Sonnenstandes erhebliche Vorteile auf. Durch die Schneebedeckung der Umgebung stieg die Leistung der bifazialen Module gegenüber den monofazialen um 15-20 %. Alle stark geneigten Segmente konnten um die Mittagszeit Leistungen erreichen, die über 1 W/Wp lagen. Somit traten Leistungen auf, die über den unter Standard-Testbedingungen gemessenen Werten liegen. Der plötzliche Leistungseinbruch aller Segmente um ca. 14:30 Uhr ist auf den natürlichen Horizont zurückzuführen. Bei den tiefen Sonnenständen im Dezember wird die Anlage bereits am frühen Nachmittag von den in südöstlicher Richtung liegenden Bergen verschattet.

Mit dem angestiegenen Sonnenstand am 16. März (Abbildung 21, unten) wurden erneut die höchsten Leistungen bei 70° geneigten, bifazialen Modulen gemessen. Durch die weiterhin vorherrschende Schneebedeckung der Umgebung und günstige Einstrahlwinkel bewegte sich der Mehrertrag durch bifaziale Module in einem Bereich von ca. 20 -25 %.

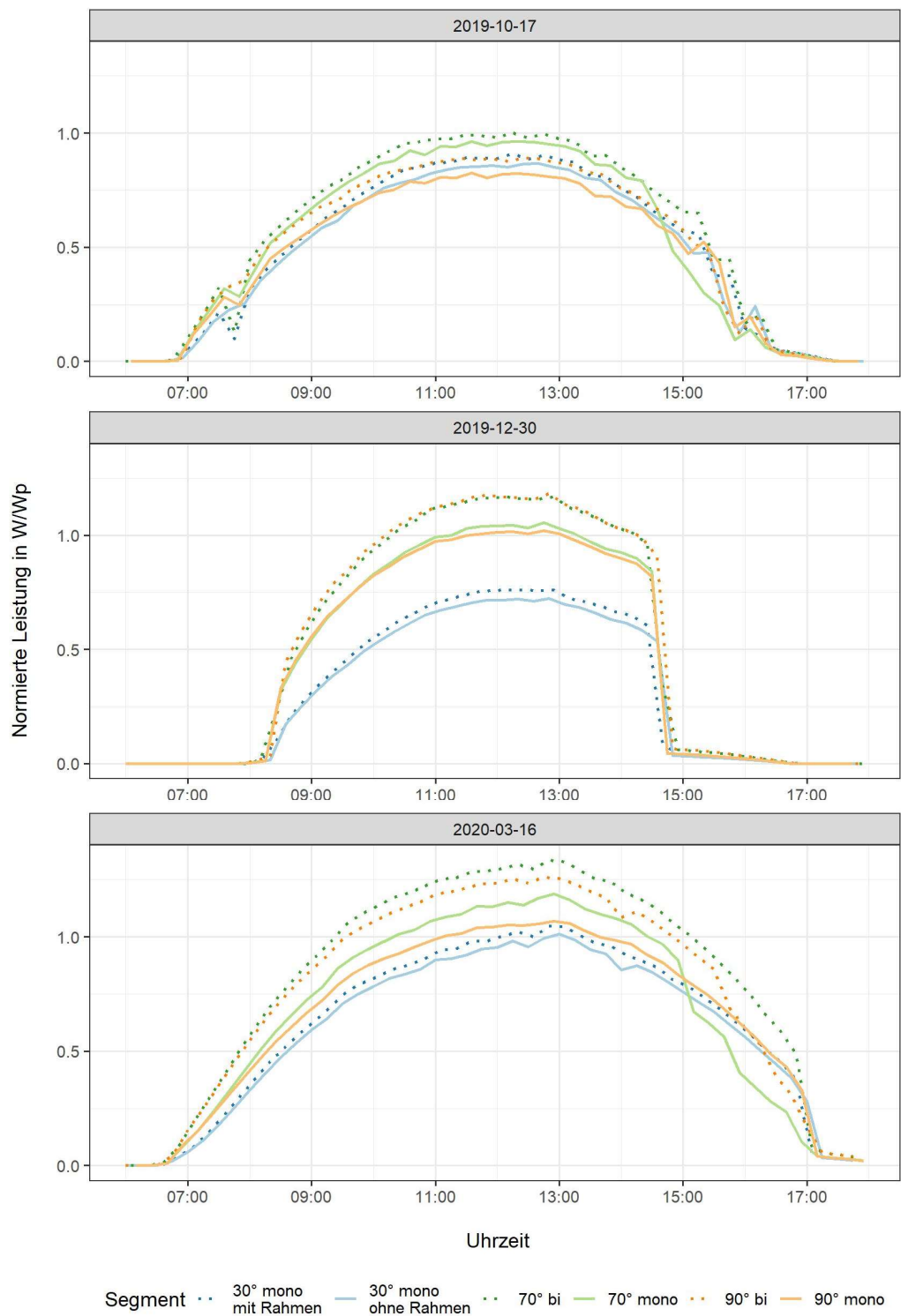


Abbildung 21: Leistungsverlauf der einzelnen Anlagensegmente an drei ausgewählten, wolkenfreien Tagen, verteilt über das Winterhalbjahr 19/20. Die Leistung entspricht der mittleren Leistung pro Anlagensegment (aus 3 oder 4 Modulen) und wurde normiert auf W/Wp. Inklusive Verlustleistung der DC-Leitungen.

*Leistungsverläufe
nach Schneefall /
bewölkt*

Leistungsverläufe pro Anlagensegment nach Schneefall oder bei Bewölkung können der Abbildung 22 entnommen werden.

Abbildung 22, oben zeigt den Leistungsverlauf der Anlagensegmente an einem wolkenfreien Tag nach nächtlichem Schneefall. Während die stark geneigten Segmente innerhalb von zwei bis drei Stunden komplett schneefrei waren und im Bereich ihrer angegebenen Normleistung produzieren (um 1 W/Wp), entstanden bei den 30° geneigten Modulen weiterhin Verluste durch partielle Schneebedeckung von Modulen. Die 30° geneigten, rahmenlosen Module zeigten bereits in den früheren Auswertungen ein schlechteres Abrutschverhalten von Schnee, weshalb die Verluste in diesem Segment am grössten waren. Im Anhang (Abbildung 24) zeigen Webcam-Bilder die Schneebedeckung der 30° geneigten Anlagensegmente. Insbesondere die bifazialen Module waren schnell schneefrei und generierten aus diesem Grund während dieses Tages erhebliche Mehrerträge von 30 % (70° Neigung) und 49 % (90° Neigung).

Beim 22. Dezember (Abbildung 22, Mitte) handelte es sich um einen bedeckten Tag nach nächtlichem Schneefall. Unter diesen Bedingungen konnte der Schnee in den 30° geneigten Segmenten nicht von den Modulen abrutschen, weshalb keine nennenswerte Energieproduktion zustande kam. Die beiden bifazialen Segmente zeigten durch die Nutzung der Diffusstrahlung auf der Modulrückseite einen erheblichen Mehrertrag von 87 % (70° Neigung) und 145 % (90° Neigung).

Am 25. Dezember (Abbildung 22, unten) war der Himmel bewölkt bei wenig Schneefall. Trotzdem wurden die 30° geneigten Segmente in der Leistung stark beeinträchtigt. Die Leistung nahm auch in diesem Fall mit steigendem Modulwinkel zu (besseres Abrutschverhalten von Schnee) und konnte durch den Einsatz von bifazialen Modulen gesteigert werden. Die Mehrerträge durch die Nutzung der Diffus-Strahlung auf beiden Modulseiten betrug an diesem Tag 81 % (70° Neigung) und 57 % (90° Neigung).

Anhand Abbildung 22 kann aufgezeigt werden, dass die bifazialen Module auch bei ungünstigen Wetterbedingungen ertragssteigernd wirken. Die relativen Ertragssteigerungen in Prozent sind sehr hoch, wobei die absoluten Mehrerträge aufgrund der tiefen monofazialen Erträge gering ausfallen.

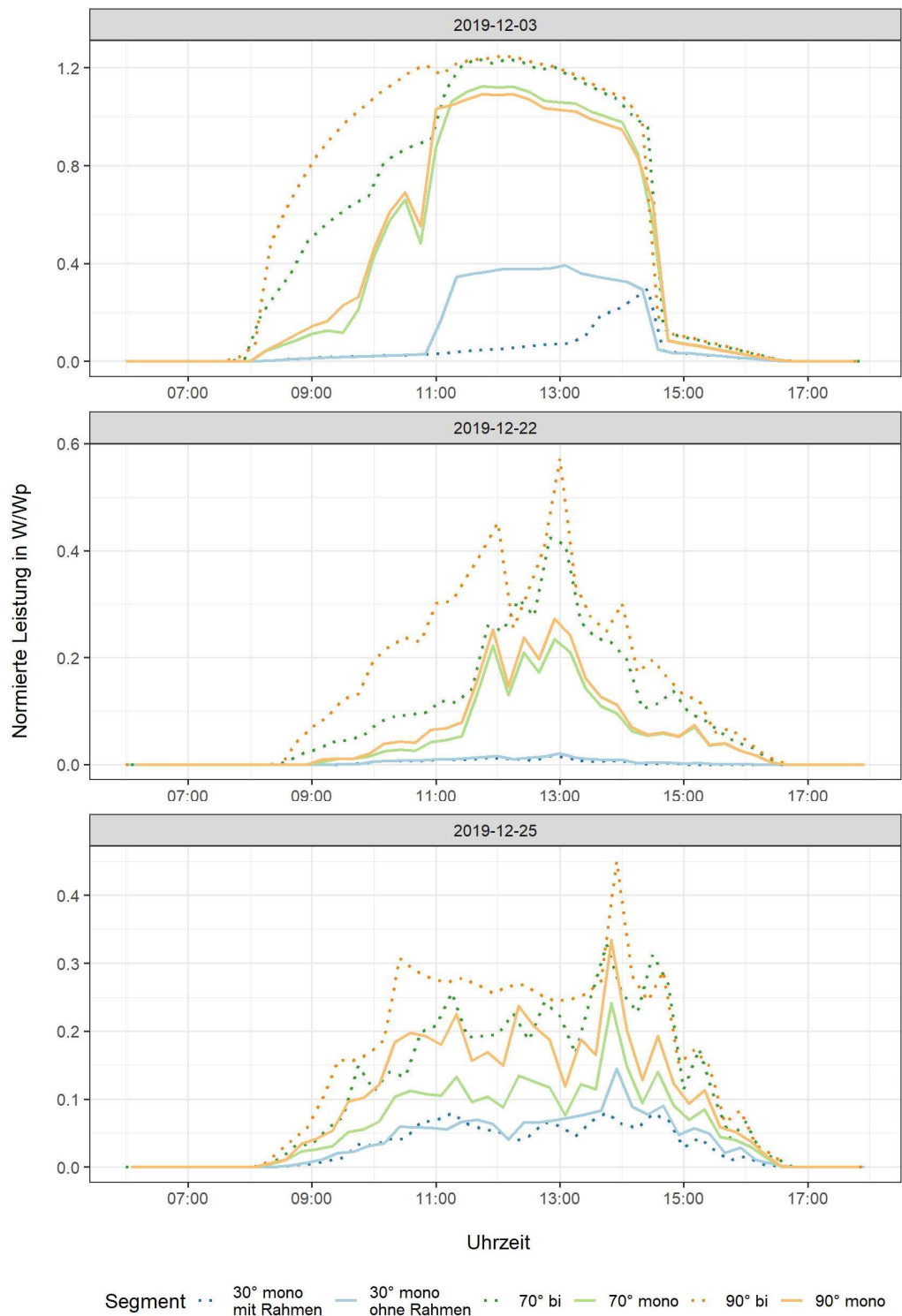


Abbildung 22: Leistungsverlauf der einzelnen Anlagensegmente bei teilweiser Schneebedeckung von 30° geneigten Modulen (oben, 12. Dezember), vollständiger Schneebedeckung von 30° geneigten Modulen (Mitte, 22. Dezember) und an einem bewölkten Tag (unten, 25. Dezember). Die Leistung entspricht der mittleren Leistung pro Anlagensegment (aus 3 oder 4 Modulen) und wurde normiert auf W/Wp. Inklusive Verlustleistung der DC-Leitungen.

5. Fazit und Ausblick

Fazit

Die Versuchsanlage ist seit dem 22. Oktober 2017 in Betrieb. Abgesehen von einigen kurzzeitigen Ausfällen der Datenaufzeichnung sind die Messdaten lückenlos vorhanden. Da die verwendeten Energiemeter autonom als fortlaufende Zähler agieren, können zumindest die wichtigen Energieerträge während den Ausfällen nachvollzogen werden.

Für alpine Photovoltaik-Anlagen zeigen sich bifaziale Module mit einem Anstellwinkel von 70 bis 90° als die vielversprechendste Variante. Damit werden Mehrerträge durch die Reflexion von Einstrahlung an schneebedeckter Umgebung zeitenweise um bis zu 60 % gesteigert. Zugleich werden Verluste durch die Schneebedeckung von Modulen minimiert. So konnten gegenüber dem Mittelland bis zu doppelte Jahreserträge und knapp 50 % Winterstromanteil gemessen werden.

Ausblick

Analog zu diesem Bericht werden weitere halbjährliche Auswertungen durchgeführt. Der nächste Halbjahresbericht wird über den Zeitraum vom 01. April bis 31. September (Sommerhalbjahr 20) erstellt.

6. Literatur

- Anderegg, D. (2018). *Alpine Photovoltaik-Anlagen: Ein Vergleich von Simulationen und Messdaten*. Bachelorarbeit, ZHAW.
- Anderegg, D., Strebel, S., & Rohrer, J. (2019). *Messergebnisse Juni 2018 bis Mai 2019 Versuchsanlage Totalp*. Forschungsgruppe Erneuerbare Energien, IUNR Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen, ZHAW, Wädenswil.
- Anderegg, D., Strebel, S., & Rohrer, J. (2020). *Winterstrom mit alpiner Photovoltaik: Messergebnisse nach zwei Jahren Versuchsbetrieb*. 18. Nationale Photovoltaik-Tagung 2019, Lausanne, 12.-13. März 2020. <https://doi.org/10.21256/zhaw-19860>
- Hostettler, T. (2018). *Markterhebung Sonnenenergie 2017 Teilstatistik der Schweizerischen Statistik der erneuerbaren Energien*. SWISSSOLAR. https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Markterhebung/Marktumfrage_2017.pdf
- Hostettler, T. (2019). *Markterhebung Sonnenenergie 2018 Teilstatistik der Schweizerischen Statistik der erneuerbaren Energien*. SWISSSOLAR. https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Markterhebung/Marktumfrage_2018.pdf
- Koch, M., & Strebel, S. (2018). *Solar-Testanlage in Davos Dokumentation des Messaufbaus*. Forschungsgruppe Erneuerbare Energien, IUNR Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen, ZHAW, Wädenswil.
- MeteoSchweiz. (2020). *MeteoSchweiz IDAWEB*. <https://gate.meteoswiss.ch/idaweb/system/welcome.do>
- SolarEdge Technologies. (2019). *Dreiphasen-Wechselrichter SE3K - SE 10K*. <https://www.solaredge.com/sites/default/files/se-three-phase-e-series-inverter-datasheet-de.pdf>

7. Frühere Messberichte

Datum Bericht	Zeitraum von	Zeitraum bis	Titel
28.05.2018	22.10.2017	22.05.2018	Messergebnisse für den Winter 2017/18 Versuchsanlage Totalp
14.11.2019	01.06.2018	31.05.2019	Messergebnisse Juni 2018 bis Mai 2019 Versuchsanlage Totalp
18.12.2019	01.03.2019	31.09.2019	Messergebnisse Sommerhalbjahr 2019 Versuchsanlage Totalp

8. Anhang

8.1 Datenblätter Photovoltaik Module von PVP



Produktübersicht

	Monokristallin			Polykristallin		
Max. Leistung Pmp [Wp]	270	275	280	250	255	260
Maße L x B x H mit Rahmen [mm]	1679 x 992 x 40,5			1679 x 992 x 40,5		
Maße L x B x H ohne Rahmen [mm]	1700 x 995 x 7			1700 x 995 x 7		
Gewicht mit/ohne Rahmen [kg]	21 / 27,5			21 / 27,5		



Produktvorteile

Premium-Alternative zu Glas-Folien Modulen
 Verbesserter Schutz der Zellen gegen dynamische Belastungen, neutrale Zone
 Keine Staukante da rahmenlose Ausführung, bessere Selbstreinigung
 Keine Rückseitenfolie daher ausgezeichnete Feuerresistenz
 Extrem langlebig durch spezielles Glasverbundsystem
 Höchste Resistenz gegen Umwelteinflüsse
 Schnee rutscht leichter ab
 Qualitätsnorm: IEC 61215 und IEC 61730
 Positive Leistungstoleranz: bis zu +3%
 10 Jahre Leistungsgarantie 90%
 25 Jahre Leistungsgarantie 80%
 10 Jahre Produktgarantie

Auch mit 48 / 72 Zellen erhältlich.

Ausführung mit schwarzem Rahmen optional



PVP Photovoltaik GmbH | Wernersdorf 111, A-8551 Wies | tel. +43 (0)3466 43030-0 | fax +43 (0)3466 43030-9 | office@pvp.co.at | www.pvp.co.at

PVP-GExxxP/M mit/ohne Rahmen



Elektrische Daten

Monokristallin

Polykristallin

		STC*			800 W/m ² NOCT**			STC*			800 W/m ² NOCT**		
Max. Leistung P _{mp}	[Wp]	270	275	280	196	199	203	250	255	260	184	188	192
Spannung bei P _{mp}	[V]	31,58	32,02	32,31	28,30	28,70	28,96	31,87	31,96	32,28	29,02	29,11	29,40
Strom bei P _{mp}	[A]	8,55	8,59	8,66	6,92	6,95	7,01	7,85	7,98	8,05	6,35	6,46	6,52
Leerlaufspannung	[V]	38,40	38,48	38,64	35,18	35,24	35,40	38,34	38,46	38,46	35,58	35,69	35,69
Kurzschlussstrom	[A]	9,05	9,09	9,15	7,32	7,35	7,40	8,31	8,45	8,53	6,72	6,84	6,90
Modulwirkungsgrad	[%]	16,3	16,6	16,9				15,1	15,4	15,7			

*Standard-Test-Bedingungen (STC): 1.000 W/m² · AM 1,5 · 25 °C // ** 800 W/m² · AM 1,5 · Nennbetriebstemperatur (NOCT)
Geringe Wirkungsgradminderung bei Teillastverhalten: Es werden bei 200 W/m² min. 95 % des STC (1000 W/m²) Wirkungsgrad erreicht.

Thermische Kenngrößen/ Temperaturkoeffizienten

Monokristallin

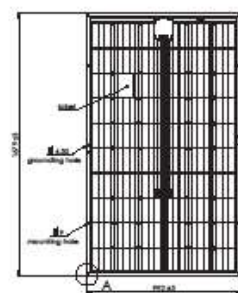
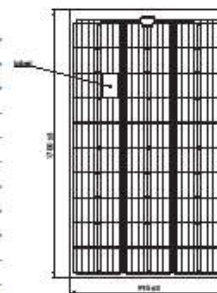
Polykristallin

TK P	[%/K]	-0,42	-0,41
TK V _{oc}	[%/K]	-0,32	-0,31
TK I _{sc}	[%/K]	0,047	0,057
NOCT	[°C]	47 ± 2	44 ± 2

Weitere Kenngrößen

Mono- & Polykristallin

Plussortierung	-0% bis +3%
Erhöhte Belastbarkeit	5400 N/m ²
Schneelast	550 kg/m ²
max. Systemspannung	1000 V
Schutzklasse	II
Rückstrombelastbarkeit	15 A
Anschlussdose	Tyco
Bypassdioden	3 Typ Schottky
Schutzart Anschlussdose	IP 67
Kabel Länge/Querschnitt	1000 mm / 4 mm ²
Steckverbindersystem	Tyco PV4 / MC4 kompatibel
Betriebstemperatur	-40 °C ~ +85 °C
Zellen	156 x 156 poly / mono
Solarglas ohne Rahmen	Front: 3 mm / Rück: 3 mm
Solarglas mit Rahmen	Front: 2 mm / Rück: 2 mm
Bodierter Aluminiumrahmen	Hohlkammerprofil



Ausführung ohne Rahmen

Ausführung mit Rahmen

Mess toleranz ±3%

Dieses Datenblatt ist nicht rechtsverbindlich. Die tatsächlichen Spezifikationen und/oder Produktmerkmale können davon abweichen. Änderungen vorbehalten.
Achtung: Lesen Sie die Sicherheits- und Installationsanweisungen durch, bevor Sie das Produkt verwenden. Bei Kauf gelten die aktuell gültigen Garantieerklärungen und die allgemeinen Liefer- und Geschäftsbedingungen der PVP Photovoltaik GmbH. Weitere Einzelheiten finden Sie auf unserer Website. Dieses Datenblatt entspricht den Vorgaben der EN 50380

PVP Photovoltaik GmbH | Wernersdorf 111, A-8551 Wies | tel. +43 (0)3496 43030-0 | fax +43 (0)3496 43030-9 | office@pvp.co.at | www.pvp.co.at

Stand: 04/16



Produktübersicht

	360° Glas-Modul
Max. Leistung Front [Wp] / Gesamt	285 / 360
Maße L x B x H mit Rahmen [mm]	1679 x 992 x 40,5
Maße L x B x H ohne Rahmen [mm]	1700 x 995 x 7
Gewicht mit/ohne Rahmen [kg]	21 / 27,5



Beim 360° Bifacial Glas-Modul von PVP wird das Licht sowohl auf der Vorder- als auch auf der Rückseite des Moduls aufgenommen. Die erhöhte Lichtausbeute steigert den Wirkungsgrad des Moduls. Über die aktive Modulrückseite können so bis zu 360 Wp Gesamtleistung erzielt werden (Bsp. 285 Wp Modul Front / 330-360 Wp durch 360° Einstrahlung).



- +10-20% Mehrertrag auf niedrig reflektierenden Flächen (z.B. Ziegeldach, Gras)
- +20-30% Mehrertrag bei gut reflektierenden Flächen (z.B. Flachdach m. grauer Folie, Sand)
- +30-35% Mehrertrag auf sehr gut reflektierenden Flächen (z.B. Schnee)

Optimal geeignet für den Einsatz auf Gewächshäusern, Industriedächern, Freiflächen,...



PVP Photovoltaik GmbH | Wernersdorf 111, A-8551 Wies | tel. +43 (0)3496 43030-0 | fax +43 (0)3496 43030-9 | office@pvp.co.at | www.pvp.co.at

PVP 360° Glas-Modul



Elektrische Daten

	STC	Einstrahlung Rückseite (abhängig vom Untergrund)			800W/m² NOCT**
	nur Front	+20%	+25%	+30%	nur Front
Max. Gesamtleistung Pmpp[Wp]	285	335	347	360	204
Spannung bei Pmpp [V]	32,40	32,98	32,99	33,10	29,30
Strom bei Pmpp [A]	8,80	10,16	10,52	10,88	6,96
Leerlaufspannung [V]	39,66	39,25	39,32	39,39	35,90
Kurzschlussstrom [A]	9,26	10,85	11,23	11,62	7,44
Modulwirkungsgrad [%]	17,2%				

*Standard-Test-Bedingungen (STC): 1.000W/m² - AM 1,5 - 25°C

** 800W/m² - AM 1,5 - Nennbetriebszelltemperatur (NOCT)

Geringe Wirkungsgradminderung bei Teillastverhalten: Es werden bei 200W/m² min. 96 % des STC (1000W/m²) Wirkungsgrad erreicht.



Vorteile des 360° Glas-Moduls

- bis zu 360 Wp Gesamtleistung durch aktive Modulrückseite
- Einsatz von PID-resistenten Modulkomponenten
- LID-Effekt nahezu 0%
- Einsatz v. 60 Hocheffizienz-Bifacial-Zellen
- extrem hohe Langlebigkeit durch Verbundglas-Technologie

Thermische Kenngrößen/ Temperaturkoeffizienten

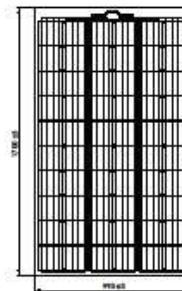
Monokristallin

TK P	[%/K]	-0,40
TK Voc	[%/K]	-0,32
TK Isc	[%/K]	0,047
NOCT	[°C]	43 ±2

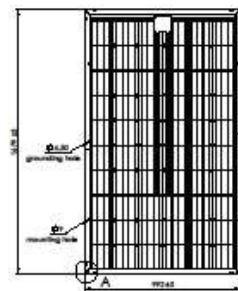
Weitere Kenngrößen

Monokristallin

Plussortierung	-0% bis +3%
Erhöhte Belastbarkeit	5400 N/m²
Schneelast	550 kg/m²
max. Systemspannung	1000 V
Schutzklasse	II
Rückstrombelastbarkeit	15 A
Anschlussdose	Tyco
Bypassdioden	3 Typ Schottky
Schutzart Anschlussdose	IP 67
Kabel Länge/Querschnitt	1000 mm / 4 mm²
Steckverbindersystem	Tyco PV4 / MC4 kompatibel
Betriebstemperatur	-40°C ~ +85°C
Zellen	156 x 156 mono
Solarglas ohne Rahmen	Front: 3 mm / Rück: 3 mm
Solarglas mit Rahmen	Front: 2 mm / Rück: 2 mm
Borderer Aluminiumrahmen	Hohlkammerprofil



Ausführung ohne Rahmen



Ausführung mit Rahmen

Messtoleranz ±3%

Dieses Datenblatt ist nicht rechtsverbindlich. Die tatsächlichen Spezifikationen und/oder Produktmerkmale können davon abweichen. Änderungen vorbehalten. Achtung: Lesen Sie die Sicherheits- und Installationsanweisungen durch, bevor Sie das Produkt verwenden. Bei Kauf gelten die aktuell gültigen Garantieerklärungen und die allgemeinen Liefer- und Geschäftsbedingungen der PVP Photovoltaik GmbH. Weitere Einzelheiten finden Sie auf unserer Website. Dieses Datenblatt entspricht den Vorgaben der EN 50380

PVP Photovoltaik GmbH | Wernersdorf 111, A-8551 Wies | tel. +43 (0)3496 43030-0 | fax +43 (0)3496 43030-9 | office@pvp.co.at | www.pvp.co.at

Stand: 01/16

8.2 Resultate der Flasher-Tests

A-1 Nennleistung 282.14 W	A-2 Nennleistung 282.94 W	B-1 Nennleistung 284.49 W	B-2 Nennleistung 284.27 W	C-1 Nennleistung 284.67 W	D-1 Nennleistung 286.87 W	E-1 Nennleistung 285.52 W	F-1 Nennleistung 283.82 W
				C-2 Nennleistung 282.01 W	D-2 Nennleistung 288.19 W	E-2 Nennleistung 285.34 W	F-2 Nennleistung 284.66 W
A-3 Nennleistung 281.53 W	A-4 Nennleistung 281.59 W	B-3 Nennleistung 282.01 W	B-4 Nennleistung 282.69 W	C-3 Nennleistung 284.68 W	D-3 Nennleistung 286.34 W	E-3 Nennleistung 285.48 W	F-3 Nennleistung 282.25 W

Abbildung 23: Resultate der Flasher-Tests: Nennleistung (P_{MPP}) für jedes Modul. Dient als Grundlage zur Normierung der Leistungs- und Energiewerte pro Module und Anlagensegment.

8.3 Webcam-Bilder

30° Neigung,
03.12.2019



Abbildung 24: Webcam-Bilder 30° Neigung vom 03. Dezember 2019. Beispiel für einen wolkenfreien Tag nach nächtlichem Schneefall.

90° Neigung,
03.12.2019

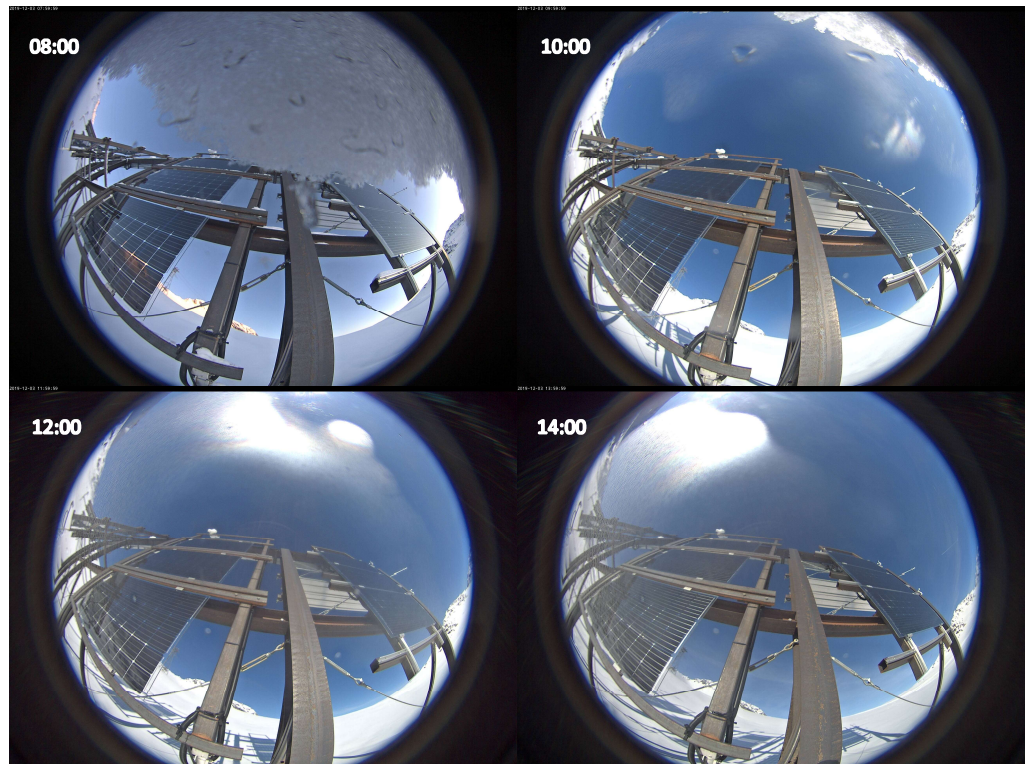


Abbildung 25: Webcam-Bilder 90° Neigung vom 03. Dezember 2019. Beispiel für einen wolkenfreien Tag nach nächtlichem Schneefall.

30° Neigung,
22.12.2019



Abbildung 26: Webcam-Bilder 30° Neigung vom 22. Dezember 2019. Beispiel für einen bewölkten Tag nach nächtlichem Schneefall.

70° Neigung,
22.12.2019

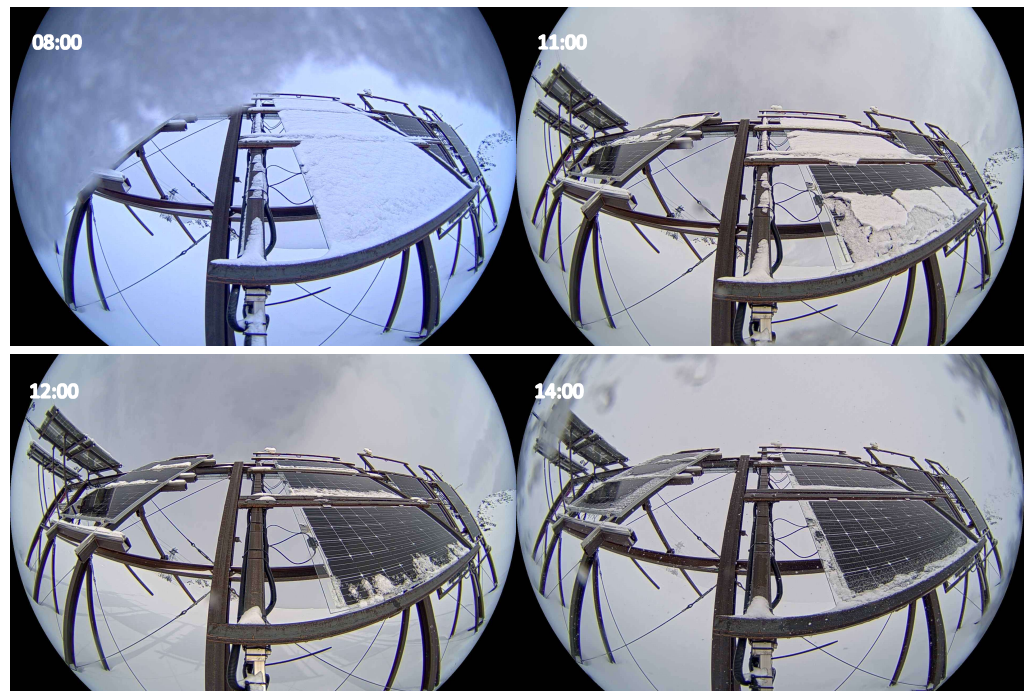


Abbildung 27: Webcam-Bilder 70° Neigung vom 22. Dezember 2019. Beispiel für einen bewölkten Tag nach nächtlichem Schneefall.

90° Neigung,
22.12.2019

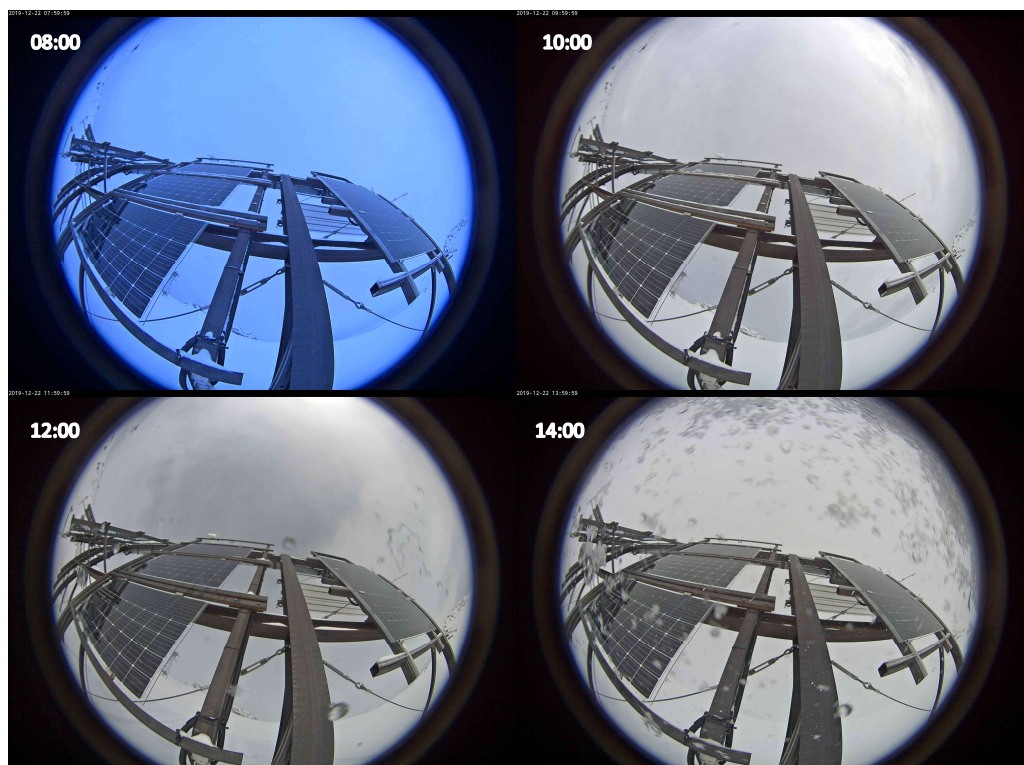
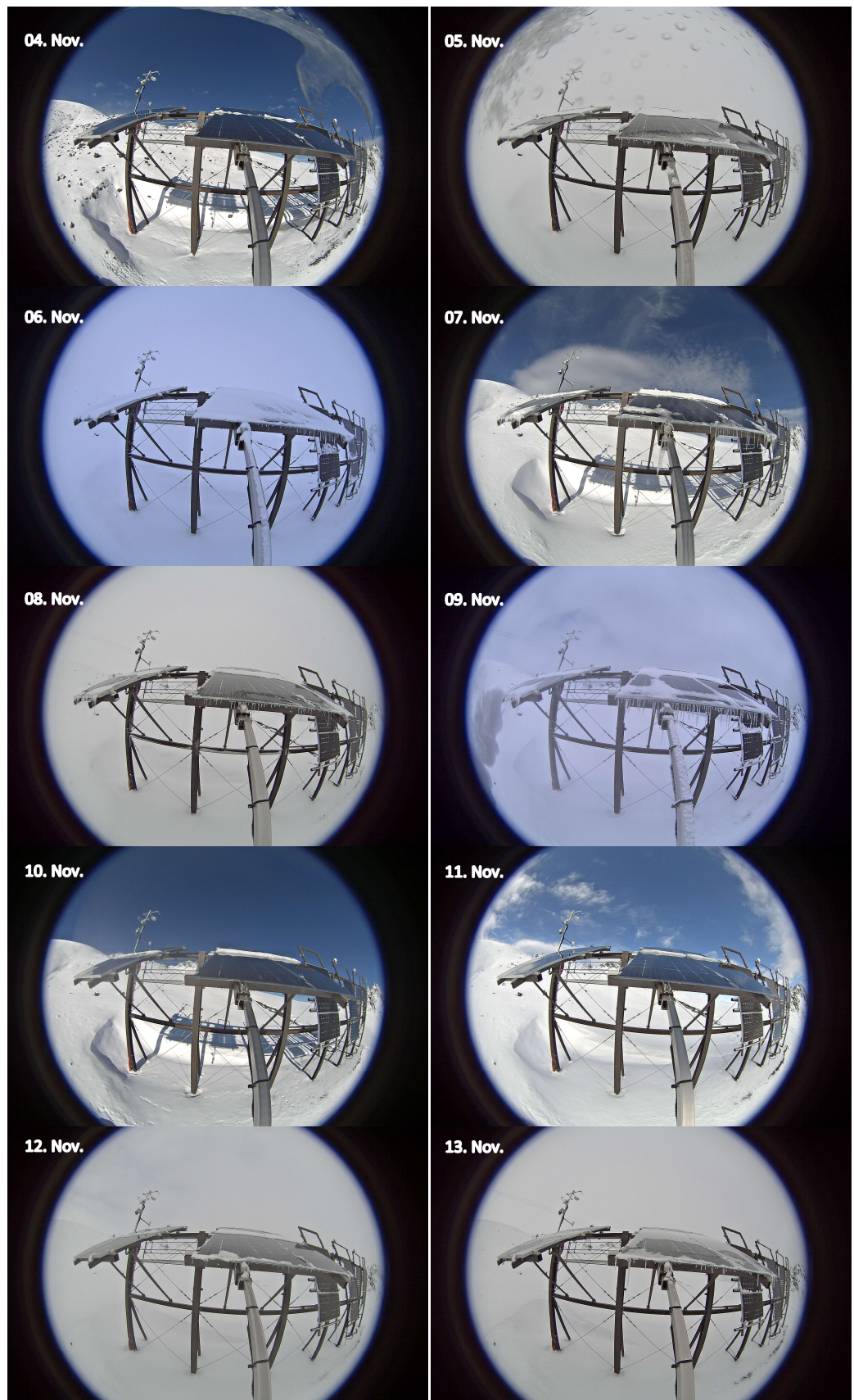


Abbildung 28: Webcam-Bilder 90° Neigung vom 22. Dezember 2019. Beispiel für einen bewölkten Tag nach nächtlichem Schneefall.

30° Neigung,
Schneebedeckung
im November 19



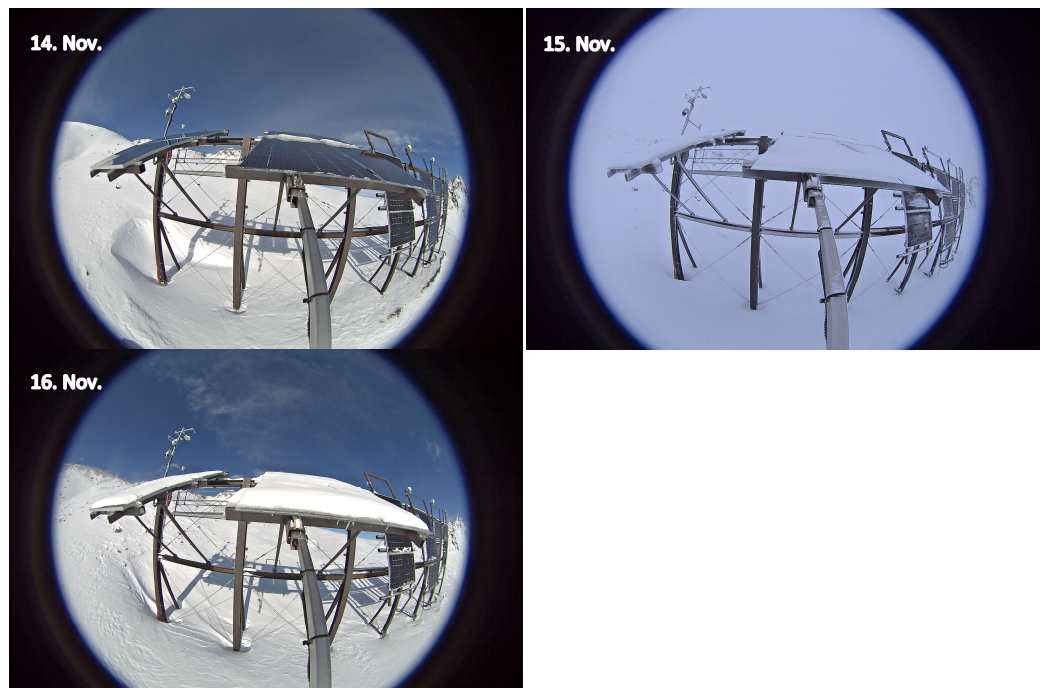


Abbildung 29: Webcam-Bilder 30° Neigung im November 2019, als aufgrund von Schneebedeckung während 13 Tagen ein teilweiser oder vollständiger Ertragsausfall entstand. Jedes Bild wurde um 12:00 Uhr aufgenommen.

8.4 Erfasste Messgrößen

Tabelle 3: Erfasste Messwerte der Versuchsanlage Totalp

Bezeichnung	Bezeichnung in TXT File und LabVIEW-Anzeige	Einheit	Sensor	Position
Zeitstempel	Zeitstempel	DD.MM.YYYY HH:MM:SS	-	-
U A-1	U A-1	V	FEMTO D4-DC	A-1
U A-2	U A-2	V	FEMTO D4-DC	A-2
U A-3	U A-3	V	FEMTO D4-DC	A-3
U A-4	U A-4	V	FEMTO D4-DC	A-4
U B-1	U B-1	V	FEMTO D4-DC	B-1
U B-2	U B-2	V	FEMTO D4-DC	B-2
U B-3	U B-3	V	FEMTO D4-DC	B-3
U B-4	U B-4	V	FEMTO D4-DC	B-4
U C-1	U C-1	V	FEMTO D4-DC	C-1
U C-2	U C-2	V	FEMTO D4-DC	C-2
U C-3	U C-3	V	FEMTO D4-DC	C-3
U F-1	U F-1	V	FEMTO D4-DC	F-1
U F-2	U F-2	V	FEMTO D4-DC	F-2
U F-3	U F-3	V	FEMTO D4-DC	F-3
U D-1	U D-1	V	FEMTO D4-DC	D-1
U D-2	U D-2	V	FEMTO D4-DC	D-2
U D-3	U D-3	V	FEMTO D4-DC	D-3
U E-1	U E-1	V	FEMTO D4-DC	E-1
U E-2	U E-2	V	FEMTO D4-DC	E-2
U E-3	U E-3	V	FEMTO D4-DC	E-3
I A-1	I A-1	A	FEMTO D4-DC	A-1
I A-2	I A-2	A	FEMTO D4-DC	A-2
I A-3	I A-3	A	FEMTO D4-DC	A-3
I A-4	I A-4	A	FEMTO D4-DC	A-4
I B-1	I B-1	A	FEMTO D4-DC	B-1
I B-2	I B-2	A	FEMTO D4-DC	B-2
I B-3	I B-3	A	FEMTO D4-DC	B-3
I B-4	I B-4	A	FEMTO D4-DC	B-4
I C-1	I C-1	A	FEMTO D4-DC	C-1
I C-2	I C-2	A	FEMTO D4-DC	C-2
I C-3	I C-3	A	FEMTO D4-DC	C-3
I F-1	I F-1	A	FEMTO D4-DC	F-1
I F-2	I F-3	A	FEMTO D4-DC	F-2
I F-3	I F-3	A	FEMTO D4-DC	F-3
I D-1	I D-1	A	FEMTO D4-DC	D-1
I D-2	I D-2	A	FEMTO D4-DC	D-2
I D-3	I D-3	A	FEMTO D4-DC	D-3
I E-1	I E-1	A	FEMTO D4-DC	E-1
I E-2	I E-2	A	FEMTO D4-DC	E-2
I E-3	I E-3	A	FEMTO D4-DC	E-3

P A-1	P A-1	W	FEMTO D4-DC	A-1
P A-2	P A-2	W	FEMTO D4-DC	A-2
P A-3	P A-3	W	FEMTO D4-DC	A-3
P A-4	P A-4	W	FEMTO D4-DC	A-4
P B-1	P B-1	W	FEMTO D4-DC	B-1
P B-2	P B-2	W	FEMTO D4-DC	B-2
P B-3	P B-3	W	FEMTO D4-DC	B-3
P B-4	P B-4	W	FEMTO D4-DC	B-4
P C-1	P C-1	W	FEMTO D4-DC	C-1
P C-2	P C-2	W	FEMTO D4-DC	C-2
P C-3	P C-3	W	FEMTO D4-DC	C-3
P F-1	P F-1	W	FEMTO D4-DC	F-1
P F-2	P F-2	W	FEMTO D4-DC	F-2
P F-3	P F-3	W	FEMTO D4-DC	F-3
P D-1	P D-1	W	FEMTO D4-DC	D-1
P D-2	P D-2	W	FEMTO D4-DC	D-2
P D-3	P D-3	W	FEMTO D4-DC	D-3
P E-1	P E-1	W	FEMTO D4-DC	E-1
P E-2	P E-2	W	FEMTO D4-DC	E-2
P E-3	P E-3	W	FEMTO D4-DC	E-3
E A-1	E A-1	Wh	FEMTO D4-DC	A-1
E A-2	E A-2	Wh	FEMTO D4-DC	A-2
E A-3	E A-3	Wh	FEMTO D4-DC	A-3
E A-4	E A-4	Wh	FEMTO D4-DC	A-4
E B-1	E B-1	Wh	FEMTO D4-DC	B-1
E B-2	E B-2	Wh	FEMTO D4-DC	B-2
E B-3	E B-3	Wh	FEMTO D4-DC	B-3
E B-4	E B-4	Wh	FEMTO D4-DC	B-4
E C-1	E C-1	Wh	FEMTO D4-DC	C-1
E C-2	E C-2	Wh	FEMTO D4-DC	C-2
E C-3	E C-3	Wh	FEMTO D4-DC	C-3
E F-1	E F-1	Wh	FEMTO D4-DC	F-1
E F-2	E F-2	Wh	FEMTO D4-DC	F-2
E F-3	E F-3	Wh	FEMTO D4-DC	F-3
E D-1	E D-1	Wh	FEMTO D4-DC	D-1
E D-2	E D-2	Wh	FEMTO D4-DC	D-2
E D-3	E D-3	Wh	FEMTO D4-DC	D-3
E E-1	E E-1	Wh	FEMTO D4-DC	E-1
E E-2	E E-2	Wh	FEMTO D4-DC	E-2
E E-3	E E-3	Wh	FEMTO D4-DC	E-3
Messmasten SPN Global	Messmasten SPN Global	W/m ²	SPN1	Messmasten
Messmasten SPN Diffus	Messmasten SPN Diffus	W/m ²	SPN1	Messmasten
Messmasten CMP21 Global	Messmasten CMP21 Global	W/m ²	CMP21	Messmasten
Tracker CMP21 Global	Tracker CMP21 Global	W/m ²	CMP21	Tracker
D Front SMP10 Global*	D Front SMP10 Global*	W/m ²	SMP10	Rahmen Segment D
D Back SMP10 Global	D Back SMP10 Global	W/m ²	SMP10	Rahmen Segment D

E Front SMP10 Global	E Front SMP10 Global	W/m ²	SMP10	Rahmen Segment E
E Back SMP10 Global	E Back SMP10 Global	W/m ²	SMP10	Rahmen Segment E
Messmasten SPLite Global	Messmasten SPLite Global	W/m ²	SP Lite2	Messmasten
A Front SPLite Global	A Front SPLite Global	W/m ²	SP Lite2	Rahmen Segment A
B Front SPLite Global	B Front SPLite Global	W/m ²	SP Lite2	Rahmen Segment B
C Front SPLite Global	C Front SPLite Global	W/m ²	SP Lite2	Rahmen Segment C
F Front SPLite Global	F Front SPLite Global	W/m ²	SP Lite2	Rahmen Segment F
Tracker Pyrheliometer	Tracker Pyrheliometer	W/m ²	Pyrheliometer CHP 1	Tracker
Temp A-1	Temp A-1	°C	PT1000 M222 Kl. B	A-1
Temp A-4	Temp A-4	°C	PT1000 M222 Kl. B	A-4
Temp B-1	Temp B-1	°C	PT1000 M222 Kl. B	B-1
Temp B-4	Temp B-4	°C	PT1000 M222 Kl. B	B-4
Temp C-1	Temp C-1	°C	PT1000 M222 Kl. B	C-1
Temp C-3	Temp C-3	°C	PT1000 M222 Kl. B	C-3
Temp D-1	Temp D-1	°C	PT1000 M222 Kl. B	D-1
Temp D-2	Temp D-2	°C	PT1000 M222 Kl. B	D-2
Temp E-1	Temp E-1	°C	PT1000 M222 Kl. B	E-1
Temp E-2	Temp E-2	°C	PT1000 M222 Kl. B	E-2
T-Contain	T-Contain	°C	PT1000 M222 Kl. B	Container
Temp F-4	Temp F-4	°C	PT1000 M222 Kl. B	F-4
Temp D-3	Temp D-3	°C	PT1000 M222 Kl. B	D-3
Temp E-3	Temp E-3	°C	PT1000 M222 Kl. B	E-3
Temp A-3	Temp A-3	°C	PT1000 M222 Kl. B	A-3
Temp B-2	Temp B-2	°C	PT1000 M222 Kl. B	B-2
Lufttemperatur	Lufttemperatur	°C	CLIMA SENSOR US 4.9200.00.000	Messmasten
Relative Feuchte	Relative Feuchte	% rh	CLIMA SENSOR US 4.9200.00.000	Messmasten
Luftdruck	Luftdruck	hPA	CLIMA SENSOR US 4.9200.00.000	Messmasten
Windstärke	Windstärke	m/s	CLIMA SENSOR US 4.9200.00.000	Messmasten
Windrichtung	Windrichtung	°	CLIMA SENSOR US 4.9200.00.000	Messmasten
Niederschlagsintensität	Niederschlagsintensität	mm/h	CLIMA SENSOR US 4.9200.00.000	Messmasten
Niederschlagsart	Niederschlagsart	Synop Code	CLIMA SENSOR US 4.9200.00.000	Messmasten
Helligkeit	Helligkeit	klux	CLIMA SENSOR US 4.9200.00.000	Messmasten
Helligkeitsrichtung	Helligkeitsrichtung	°	CLIMA SENSOR US 4.9200.00.000	Messmasten
Sonnenazimut	Sonnenazimut	°	CLIMA SENSOR US 4.9200.00.000	Messmasten
Sonnenzenit	Sonnenzenit	°	CLIMA SENSOR US 4.9200.00.000	Messmasten
Laser Niederschlagsintensität	Laser Niederschlagsintensität	mm/h	Laser-Niederschlags-Monitor 5.4110.01.000	Messmasten
Laser Niederschlagsart	Laser Niederschlagsart	SYNOP Wawa Tab.4680	Laser-Niederschlags-Monitor 5.4110.01.000	Messmasten
Ventilator Messmas CMP21	Ventilator Messmas CMP21	Hz	CVF4	Messmasten
Ventilator Tracker CMP21	Ventilator Tracker CMP21	Hz	CVF4	Tracker

Ventilator D Front SMP10	Ventilator D Front SMP10	Hz	CVF4	Rahmen Segment D
Ventilator D Back SMP10	Ventilator D Back SMP10	Hz	CVF4	Rahmen Segment D
Ventilator E Front SMP10	Ventilator E Front SMP10	Hz	CVF4	Rahmen Segment E
Ventilator E Back SMP10	Ventilator E Back SMP10	Hz	CVF4	Rahmen Segment E
Tracker Azimut	Tracker Azimut	°	SOLYS 2	Tracker
Tracker Zenit	Tracker Zenit	°	SOLYS 2	Tracker